



TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

JUHANI LEPISTÖ

VERKON LUOTETTAVUUSMALLIN KEHITTÄMINEN KUNNOSSA-
PITO-OHJELMAN TUEKSI

Diplomityö

Tarkastaja: professori Pekka Verho
Tarkastaja ja aihe hyväksytty
Tieto- ja sähkötekniikan tiedekunta-
neuvoston kokouksessa 5. syys-
kuuta 2012

TIIVISTELMÄ

TAMPEREEN TEKNILLINEN YLIOPISTO

Sähkötekniikan koulutusohjelma

LEPISTÖ, JUHANI: Verkon luotettavuusmallin kehittäminen kunnossapito-ohjelman tueksi

Diplomityö, 83 sivua, 1 liitesivu

Toukokuu 2013

Pääaine: Sähkövoimatekniikka

Tarkastaja: professori Pekka Verho

Avainsanat: kunnossapito, luotettavuus, verkkotietojärjestelmä, verkkoliiketoiminta

Tässä työssä käsitellään sähköverkkoyhtiöille suunnatun luotettavuuspohjaisen kunnossapito-ohjelman kehittämistä. Työ koostui alkuvaiheessa taustatietojen, kuten eri verkkotietojärjestelmien kartoittamisesta sekä näihin järjestelmiin tutustumisesta. Alkuvaiheen jälkeen tarkasteltiin Teklan järjestelmää sekä kehitettiin tälle järjestelmälle soveltuva laskentaohjelma. Ohjelma hyödyntää Microsoft Excelin pohjalla toimivaa VBA-ohjelmointikieltä, joka toimii hyvin Teklan käyttämän tiedon käsittelytavan kohdalla.

Luotettavuuspohjaisen kunnossapito-ohjelman kohdalla komponenttien tärkeys sekä kuntotiedot tulee tuntee, jotta komponentit tulee huollettua oikealla hetkellä. Kunnossapidon vaikutuksista vikaantumisten aiheuttamiin keskeytyksiin tulee myös olla selvillä, jotta voidaan nähdä kunnossapidon hyödyt. Saatava hyöty on yleensä parhaimmillaan verkon kohdissa, missä huollettavan komponentin perässä on pitkä haalarähtö.

Kunnossapidon hyöty näkyy ennen kaikkea pienentyneinä keskeytyksinä johtolähdöllä. Keskeytykset aiheuttavat verkkoyhtiöille kustannuksia, jotka voidaan määrittää ohjelmassa sopivan laskenta-algoritmin avulla. Ohjelmassa on mahdollista myös simuloida mahdollisia tulevaisuudessa suunniteltuja huoltotilanteita. Kaikkien komponenttien yksittäinen tarkastelu veisi kuitenkin liian kauan aikaa, jotta oikeat komponentit löytyisivät. Tähän ongelmaan kehitetty ohjelma pyrkii antamaan vastauksen optimoimalla huollettavat kohteet.

Tarkasteltavaksi valittiin oikeita johtolähtöjä, jotka mallinnettiin ohjelmalla tarkempaa tarkastelua varten. Työssä käydään läpi kehitetyn ohjelman taustoja sekä ohjelman toimivuutta ja käytännön toteutusta. Lisäksi työssä saadaan kuva ohjelman toimivuudesta sekä jatkokehityksestä. Ohjelman kehitystyö jäi siihen vaiheeseen, että ohjelma muodosti kustakin johtolähdöstä verkkokuvan, jonka jälkeen ohjelmaan voidaan liittää erilaisia toimintoja.

ABSTRACT

TAMPERE UNIVERSITY OF TECHNOLOGY

Master's Degree Programme of Electrical Energy Engineering

LEPISTÖ, JUHANI: Developing of reliability based model for distribution network maintenance program

Master of Science Thesis, 83 pages, 1 Appendix page

May 2013

Major: Power Engineering

Examiner: Professor Pekka Verho

Keywords: maintenance, reliability, network information system, electricity distribution business

The aim of this thesis was to develop reliability based maintenance program for electrical companies. The first aim of this thesis was to explore different data storage systems and choose one of them for examination. After choosing Tekla's system, the second aim was to design computing program to analyze reliability in test network.

When choosing reliability based maintenance program it is very important to know the history of each one of the components. After this it is possible to maintain the right components. Also the influences the maintenance on the interruptions caused by failures should be make clear in order to see the benefits of maintenance. The benefits which can be obtained are best in the intersections of the network where the maintained component is a part of a far branch.

The benefit of maintenance can be seen most of all in decreasing interruptions at the substation feeder. The interruptions cause more costs for companies and those interruptions can be defined by this designed program. In this program it is also possible to simulate potential future maintenance occasions. Detailed analysis for all components is however too time consuming in order to find out the right components. For these questions it is needed to develop program which could optimize the components that should be maintained.

In this thesis real substation feeders were chosen and those feeders were modelled for further analyzing. Background and functionality of this program and also implementation is reviewed. Also usability and future development of this program is discussed. The program will be needed future development and now it is only usable for examination of feeders topology.

ALKUSANAT

Tämä diplomityö on tehty Mikkelin ammattikorkeakoulun SLIMO-projektiin (Sähkönjalkeluverkkoliiketoiminnan mallintaminen ja optimointi) liittyen vuoden 2012 tammikuun ja elokuun välisenä aikana.

Työn tarkastajana on toiminut professori Pekka Verho Tampereen teknillisestä yliopistosta, jota haluan kiittää opastuksista ja hyvistä neuvoista.

Ohjaajana on toiminut Mikkelin ammattikorkeakoulun puolelta yliopettaja Juha Korpijärvi. Häntä haluan kiittää haasteellisesta diplomityön aiheesta sekä rennosta työilmapiiristä. Lisäksi haluan kiittää kaikkia projektissa toimineita yhteistyökumppaneita avuliaisuudesta sekä neuvoista työhön liittyen.

Erityiskiitokset vanhemmilleni sekä kavereilleni, jotka tukivat minua opiskeluni aikana sekä varsinkin diplomityön teon vaikeina aikoina.

Tampereella 3.3.2013

Juhani Lepistö

SISÄLLYS

1	Johdanto	1
2	Sähköverkko-omaisuuden hallinta	3
2.1	Sähköverkon komponentit	3
2.2	Verkkotopologia.....	4
2.3	Erointivyöhykkeiden ja muuntopiirien mallintaminen	5
2.4	Komponenttien vanheneminen.....	5
2.5	Sähkönjakeluverkkojen vuosittaiset kustannukset	7
2.5.1	Investointi- ja häviökustannukset	8
2.5.2	Korjaus- ja ylläpitokustannukset	8
2.5.3	Rahoituskustannukset	9
3	Sähkön toimitusvarmuus	11
3.1	Sähköverkkojen vikatilanteet	11
3.2	Toimittamatta jäänyt energia.....	12
3.3	Keskeytyskustannukset	13
3.4	Luotettavuusperustainen verkostanalyysi	15
3.5	Tunnusluvut	18
3.6	Sähkötöimituksen arvo.....	21
3.7	Luotettavuuden parantamissuunnitelmat	22
3.7.1	Kevyet sähköasemat ja kevyet 110 kV johtorakenteet	24
3.7.2	Maakaapelointi.....	26
3.7.3	Päällystetyt avojohdot (PAS).....	26
3.7.4	Tienvarteen rakennus	26
3.7.5	1000 V sähkönjakelu	27
3.7.6	Pylväskatkaisimet	28
3.7.7	Kauko-ohjattavat erottimet	28
3.7.8	Varayhteydet	29
3.7.9	Valvomoautomaatio.....	29
3.7.10	Maasulkuvirran sammutus.....	30
3.7.11	Varavoima	30
3.7.12	Yhteistyö sidosryhmien kanssa.....	31
3.8	Ohjelmistojen käyttö luotettavuuden parantamisessa	31
3.9	Toimitusvarmuuskriteerit	33
4	Verkkoliiketoiminta ja valvonta.....	34
4.1	Nykyinen valvontamalli	35
4.1.1	Investointikannustin.....	36
4.1.2	Laatukannustin.....	37
4.1.3	Tehostamiskannustin	39
4.1.4	Innovaatiokannustin.....	40
5	Sähköverkkojen kunnossapito.....	41
5.1	Kunnossapitostrategiat	41

5.1.1	Aikaan ja kuntoon perustuva kunnossapito	42
5.1.2	Luotettavuuteen perustuva kunnossapito.....	42
5.2	Kunnossapidon vaikutus luotettavuuteen eri komponenteille.....	44
5.3	Rappeutuminen	45
6	Kunnossapito-ohjelmat	47
6.1	Nykyiset kunnossapito-ohjelmat ja kunnossapitokäytännöt	47
6.1.1	Tekla Maintenance Managament System (MMS)	48
6.1.2	Distribution Maintenance Management Program (PGMD).....	49
6.2	Kunnossapitojärjestelmien ongelmat ja kehitystarpeet.....	50
7	Luotettavuuspohjaisen kunnossapito-ohjelman kehitys.....	51
7.1	Ohjelman osakokonaisuudet	51
7.2	Vaatimukset ohjelmalle.....	52
7.3	Johtolähdön mallinnus	53
7.4	Topologian muodostaminen lähtödatasta.....	54
7.5	Topologian ja erotinvyöhykkeiden muodostus	56
7.5.1	Solmuvälien listaus ja erottimien ja muuntajien haku	57
7.5.2	Johtolähdön muodostaminen sekä erotintietojen kerääminen	58
7.5.3	Epäselvien erotinvälien ja merkinnän käänteisyyden tarkastaminen	58
7.5.4	Solmuvälien riippuvuus ja reitin muodostaminen	59
7.5.5	Erottimien listaus sekä erotinvyöhykkeiden muodostus.....	59
7.5.6	Erotoinvyöhykkeiden riippuvuus.....	59
7.5.7	Solmuvälien sijainti verkossa	59
7.5.8	Solmujen koordinaattimuunto sekä piirto	60
7.5.9	Erotoinvyöhykkeiden kaaviokuva ja loppujen tietojen haku.....	60
7.6	Keskeytyskustannusten laskenta	60
7.7	Rappeutumismalli	61
7.8	Optimointi	65
8	Kunnossapito-ohjelman soveltaminen ISSOY:n verkkodataan	70
8.1	Esimerkki investointiajankohdan laskennasta.....	74
8.2	Johtopäätökset ja kehitysehdotukset	77
9	Yhteenveto	79
	Lähteet.....	81
	LIITE1	84

LYHENTEET

ABB	Asea Brown Boveri
AMKA	pienjännitteellä käytetty riippukierrejohto
AJK	Aikajälleenkytkentä
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CBM	Condition Based Maintenance
CD	Interrupted demand
CDI	Customer Dissatisfaction Index
CENS	Cost of Energy Not Supplied
CFI	Critical Factor Index eli kriittisen tekijän indeksi
EENS	Expected Energy Not Supplied
Elenia	Sähköverkkoyhtiö
EMV	Energiamarkkinavirasto
ESE	Etelä-Savon Energia
EU	Euroopan Unioni
IEAR	Interrupted Energy Assessment Rate
ISSOY	Imatran Seudun Sähkö Oy
JHA	Jälleenhankinta-arvo
KAH	Keskeytyksestä aiheutunut haitta
KSS	Kouvola seudun sähkö
MAIFI	Momentary Average Interruption Frequency Index
NIS	Network Information System
NKA	Nykykäyttöarvo
PAS	päällystetty avojohto
PJK	Pikajälleenkytkentä
PGMD	Distribution Maintenance Management Program
PowerGrid	Tiedon käyttämä verkkotietojärjestelmä
RADPOW	Reliability Assessment of Electrical Distribution Power Systems
RAT	Reliability Analysis Tool
RCM	Reliability Based Maintenance
RMU	Ring Main Unit
RNA	Reliability Network Analysis
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SAIFI	System Average Interruption Frequency Index'
SF ₆	rikkiheksafluoridi
SKUTMA	Sähkönsiirtoyritysten kunnossapidon taloudellinen malli
SLIMO	Sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan mallintaminen ja optimointi
StoNED	Sähköverkkoyhtiöiden tehostamiskustannusten laskentamalli
SWOT	Strenghts, Weaknesses, Opportunities, Threats eli vahvuudet, heikkoudet, mahdollisuudet ja uhat
TBM	Time Based Maintenance

Tekla	Tietojärjestelmäyhtiö
Tieto	Tietojärjestelmäyhtiö
V	jännite
VBA	Visual Basic for Applications
VOLL	Value of Lost Load
W	Teho
WTA	Willingness To Accept
WTP	Willingness To Pay
Xpower	Teklan käyttämä verkkotietojärjestelmä

MERKINNÄT

λ	vikataajuus
λ_i	skaalauskerroin
AJK_t	asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkyt- kennöistä aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t , kappaletta
$arlkm$	asiakasryhmien lukumäärä
β	muotokerroin
C_D	korollisen vieraan pääoman kustannus
C_E	oman pääoman kustannus
C_{tot}	kaikki kustannukset
C_{capex}	investointikustannukset
C_{opex}	toiminnalliset kustannukset (häviöt, kunnossapitokustannukset)
C_{outage}	keskeytyskustannukset
D	korollisen vieraan pääoman oikaistu määrä, euroa
γ	ympäristöstä aiheutuva vikataajuus
$D + E$	verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma, euroa
ε	annuiteettikerroin
E	oman pääoman oikaistu määrä, euroa
E_{vika}	komponentin k aiheuttama energiahävikki
f_k	komponentin k vikataajuus
$f(t)$	vikataajuus vuonna t
$f(0)$	vikataajuus ajanhetkellä 0
h_{AJK}	aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
$h_{E,odott}$	asiakkaalle odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowattitunti
$h_{E,suunn}$	suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowattitunti
h_{PJK}	pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
$h_{W,odott}$	asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta odottamattomista keskeytyksistä vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
$h_{W,suunn}$	suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
$JHA_{t,i}$	verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t vuoden t ra- hanarvossa
$JHATP_t$	verkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
k	vikaantunut komponentti
κ	kuntoindeksi

k_a	keskimääräinen keskeytysmäärä vuodessa
$kajk(ar)$	asiakasryhmän ar KAH-arvo aikajälleenkytkennälle [€/kW, vika]
$KAH_{t,k}$	verkonhaltijan laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t , vuoden k rahanarvossa, euroa
$ka_{mp}(i, l)$	keskeytyksen kesto aika johtuen viasta i , sähköasemalla l
$KA_{odott,t}$	keskimääräinen vuotuinen verkon odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutunut vuosien energiolla painotettu keskeytysaika vuonna t , tuntia
$KA_{suunn,t}$	asiakkaan keskimääräinen vuotuinen verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosien energiolla painotettu keskeytysaika vuonna t , tuntia
KHI_{k-1}	kuluttajahintaindeksi vuonna $k-1$
KHI_{2004}	kuluttajahintaindeksi vuonna 2004
$k(l)$	keskeytysten määrä sähköasemalla l
$KM_{odott,t}$	vuotuinen verkon keskimääräinen odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosien energiolla painotettu keskeytysmäärä asiakkaalle vuonna t , kappaletta
$KM_{suunn,t}$	asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosien energiolla painotettu keskeytysmäärä vuonna t , kappaletta
$kv(ar)$	asiakasryhmän ar KAH-arvo pysyville vioille [€/kWh]
$kt(ar)$	asiakasryhmän ar KAH-arvo työkeskeytyksille [€/kWh]
$kvm(ar)$	asiakasryhmän ar KAH-arvo pysyville vioille [€/kW, vika]
$ktm(ar)$	asiakasryhmän ar KAH-arvo työkeskeytyksille [€/kW, vika]
$kpjk(ar)$	asiakasryhmän ar KAH-arvopikajälleenkytkennälle [€/kW, vika]
l	pituus [km]
l_k	komponentin k pituus [km]
$lkmajk$	muuntopiirin aikajälleenkytkentöjen kokonaismäärä/a
$lkmprjk$	muuntopiirin pikajälleenkytkentöjen kokonaismäärä/a
$lkmnt$	muuntopiirin työkeskeytysten kokonaismäärä/a
$lkmv$	muuntopiirin pysyvien vikojen kokonaismäärä/a
m	sähköasemien määrä
n	keskeytysten määrä
p	korkoprosentti
p_i	keskeytyksestä aiheutuvan haitan hinta
P_F	vikaantuvan komponentin takana oleva teho
$pitoaika_i$	verkkokomponentin i pitoaika
PJK_t	asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosien energiolla painotettu keskeytysmäärä vuonna t , kappaletta
$P_{k,E}$	muuntopiirien keskitehojen summa erotinvyöhykkeellä

$P_{k,k-o}$ erotin	muuntopiirien keskitehojen summa kauko-ohjattujen erotinten rajamalla alueella
P_{tot}	lähdön kaikkien muuntopiirien keskitehojen summa
$R_{k,post-tax}$	kohtuullinen tuotto yhteisöverojen jälkeen, euroa
s	pitoaika.
t	keskimääräinen keskeytysaika vuodessa
T	elinikä
t_E	käsitöiden erotinten kytkentäaika
t_F	vian korjausaika
t_{k-o} erotin	vika-alueella olevien kauko-ohjattujen erottimen kytkentäaika
t_l	lopullinen viankorjausaika
tt	muuntopiirin työkeskeytysten kokonaiskestoaika [h/a]
T_t	vuoden t tuntien lukumäärä
t_v	tarkasteluajanjaksolla voimassa oleva yhteisöverokanta
t_v	muuntopiirin pysyvien vikojen kokonaiskestoaika [h/a]
$WACC_{post-tax}$	pääoman painotettu keskikustannus eli reaalin kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen
$W_{mp}(ar)$	muuntopiirin asiakasryhmän ar vuosienergia [kWh]
$W_{mp}(l)$	sähköaseman l vuotuinen energia
W_t	verkonhaltijan verkosta 0,4 kV ja 1-70 kV jännitetasoilla asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t , kilowattituntia
W_{tot}	koko sähköverkon vuotuinen energia

1 JOHDANTO

Sähkönjakeluverkon merkitys nyky-yhteiskunnassa on merkittävä yhteiskunnan keskeisten toimintojen näkökulmasta. Sähkön saanti onkin tärkeä osa jokapäiväisiä toimintoja, kuten kuljetusta, palvelutoimintaa ja yleistä mukavuutta. Ilman toimivaa jakeluverkkoa monen suomalaisen elämä olisikin vaikeaa tai jopa mahdotonta. Näiden asioiden valossa luotettavan ja laadukkaan verkon rakentaminen ja käyttö on yksi verkkoyhtiöiden ydintoiminnoista.

Sähköverkon kaikkien komponenttien hallinta vaatii huolellista suunnittelua sekä normaalin käytön että toiminnan turvaamisen kannalta. Tämän vuoksi verkkoyhtiöillä onkin eri toimintoja suunnitteluun, käyttöön sekä kunnossapito- ja kehitystoimintoihin. Suunnittelun apuna käytetään erilaisia tilastollisia menetelmiä, joiden avulla voidaan esimerkiksi investointien tai kunnossapitotoimenpiteiden kannattavuutta. Investointien tai kunnossapidon käynnistäjänä on yleensä verkon tietyn osan huonontunut suorituskyky.

Verkkoyhtiöillä on omilla toiminta-alueillaan monopoli, jolloin toimintaa valvoo ylempi viranomainen, joka on Suomessa Energiamarkkinavirasto. Valvonnan tarkoitus ei suinkaan ole rajoittaa verkkoyhtiöiden liiketoimintaa vaan paremminkin ohjata toimintaa asiakkaiden käyttövarmuuden parantamiseen sekä kunkin verkkoyhtiön toiminnan tehostamiseen. Uusimman 2012–2015 käytössä olevan valvontamallin mukaisesti verkkoyhtiöitä kannustetaan tehostamaan toimintaansa sekä investoimaan ja parantamaan toimittamansa sähkön laatua. Lisäksi erilaisten innovaatioiden kehittäminen on toivottavaa.

Sähköverkkojen käyttövarmuuteen liittyy keskeisesti sähköverkkojen kunnossapito, jonka avulla verkko pidetään toimintakykyisenä. Kunnossapidon haasteena ovat ikääntyvät komponentit ja niiden aiheuttamat keskeytykset sekä toimenpiteitä vaativien kohteiden löytäminen. Verkkokomponenttien pitkän käyttöiän kannalta oikean kunnossapitostrategian valinta onkin tärkeää.

Verkkokomponenttien investointien ollessa hyvinkin kalliita aiheuttaa tämä sen, että verkkokomponenttien käyttöiät ovat hyvin pitkiä. Tällöin tulee kuitenkin huomioida komponenttien ikääntyminen ja sen seurauksena ilmenevät ongelmat. Komponenttien vanhetessa niistä aiheutuvat keskeytykset yleensä kasvavat, mikä tulee ottaa huomioon suunnitellessa kunnossapitoa.

Kunnossapidon suunnittelun apuna voidaan käyttää erilaisia ohjelmistoja. Kaupallisten sovellusten lisäksi myös eri oppilaitosten käynnistämät projektit ovat kehittäneet sopivia apuvälineitä kyseiseen ongelmaan. Mikkelin ammattikorkeakoulu on myös mukana tässä kehitystyössä ja erityisesti Juha Korpijärvi on perehtynyt komponenttien vanhene-

misesta aiheutuvaan kunnossapidon kohdistamiseen. Tätä varten verkkoyhtiöille on kehitetty kunnossapidon taloudellinen malli, joka optimoi verkon kunnossapidon ajankohdat sekä kohteet. Malli käyttää hyväkseen sekä dynaamista optimointia minimikustannusten saamiseksi että rappeutumismallia komponenttien vanhenemisen huomioimiseksi.

Projektin jatkosuunnitelmassa oli tarkoitus kehittää malli, jonka avulla verkkoyhtiöt voivat itsenäisesti laatia kunnossapitosuunnitelman omalle verkolleen. Vaatimuksena oli lisäksi tiedon helppo syöttäminen järjestelmään. Projektin nimeksi tuli SLIMO mikä tulee sanoista sähkönjakeluverkkoliiketoiminnan mallintaminen ja optimointi. Hankkeessa ovat mukana EU:n aluekehitysrahasto sekä kahdeksan itäsuomalaista verkkoyhtiötä, jotka ovat:

- Järvi-Suomen Energia Oy
- ESE-Verkko Oy
- Outokummun Energia Oy
- KSS Verkko Oy
- Joroisten energialaitos
- Imatran Seudun Sähkönsiirto Oy
- Parikkalan Valo Oy
- Lappeenrannan Energiaverkot Oy

Tämän opinnäytetyön tavoitteena on kehittää laskentamalli, jonka avulla voidaan optimoida verkkokomponenttien kunnossapitokohteet sekä ajankohdat. Tämän edellytyksenä on, että mallia varten saadaan tietoa kustakin sähköaseman johtolähdöstä suhteellisen helposti. Laskentamallin lisäksi tarvitaan luotettavuuden mittaamiseksi sopiva laskentamalli, jotta varsinainen ohjelmatoteutus voidaan tehdä.

2 SÄHKÖVERKKO-OMAISUUDEN HALLINTA

Sähköverkko-omaisuuden hallinta on monimutkainen kokonaisuus, joka koostuu suunnittelusta, kunnossapidosta ja käytöstä. Suunnitteluun kuuluvat erilaiset verkon suunnittelutarpeet ja nykytilan arviointi. Lisäksi erilaisten kustannusten tarkastelu sekä verkon vanhenemisen huomioiminen osana kustannusten kertymistä tulee ottaa huomioon riittäväällä tasolla osana verkostosuunnittelua.

2.1 Sähköverkon komponentit

Sähkönjakeluverkko muodostuu useista eri komponenteista, jotka yhdessä muodostavat isomman kokonaisuuden. Pääkomponentit ovat sähköasemat, avojohdot tai kaapelit ja erilaiset kytkinkomponentit, kompensointilaitteet sekä erilaiset suojaus- ja mittalaitteet. Jakeluverkkoon katsotaan kuuluvan ne komponentit, jotka ovat sähköaseman päämuuntajan takana verkossa päämuuntaja mukaan lukien.

Sähköasema pitää sisällään päämuuntajan, mittalaitteita, katkaisijoita, ohjauslaitteita sekä johtolähdöt. Päämuuntajan tarkoitus on muuntaa siirtoverkossa käytetty 110 kV:n jännite jakeluverkossa yleisesti käytettyyn 20 kV:n jännitetasoon. Muita jakeluverkossa käytettyjä jännitteitä ovat 10 kV ja 30 kV. Päämuuntaja on järjestelmän toiminnan kannalta kriittisin komponentti, jonka vikaantuminen aiheuttaa pitkän keskeytysajan. Päämuuntajan jälkeen sähkö siirtyy kiskostoon, josta se jaetaan edelleen eri johtolähdöille. Jokaisella johtolähdöllä on katkaisija, virta- ja jännitemuuntaja sekä suojariele. Mittamuuntajien tarkoitus on muuntaa johdoissa kulkeva virta suojarielelle sopivaksi kahdestakin syystä. Ensimmäinen syy on suojaustarkoitus, sillä releet eivät kestä kiskostossa kulkevia virtoja. Toinen syy on häviöiden vähentäminen mittamuuntajan toisiossa olevissa johtimissa. Suojareleen tehtävänä on suojata kyseistä releen lähtöä ja asetusten ylityessä antaa laukaisukäsky katkaisijalle.

Katkaisijalle määritetyt asetukset riippuvat katkaisijan rakenteesta sekä käyttötarkoituksesta. Katkaisijan tehtävänä ovat nimensä mukaisesti kyettävä katkaisemaan virransyöttö johtolähdöllä, myös vikatilanteissa. Katkaisimen ominaisuuksiin kuuluu myös virtapiirin katkaisu ilman, että katkaisija itse vahingoittuu. Katkaisutapahtuma itsessään koostuu mekaanisen komponentin ja väliaineen yhteistoiminnasta. Ensimmäisenä katkaisuliuskat eriyvät toisistaan, jolloin virtapiiri pysyy suljettuna ja valokaari liuskojen välillä palaa. Toisessa vaiheessa väliaine sammuttaa valokaaren virran nollakohdassa ja virtapiiri katkeaa. Väliaineena voi toimia esimerkiksi ilma, tyhjä, öljy tai SF₆ (rikkiheksafluoridi).

Sähköasemalla katkaisijan jälkeen lähtevä syöttö on yleensä kaapeloitu lyhyen matkaa, jonka jälkeen kaapeli voi joko jatkua maakaapelina tai muuttua joko avo- tai päällystetyksi avojohdoksi (PAS-johto). Kaapelointi jatkuu yleensä aina, jos sähköasema on kaupunkialueella, mutta tämä on yhtiökohtaista. PAS-johtojen käyttö on yleistä syöttöjen

alkupäässä, jossa käytetään kaksois- tai kolmoisjohtoja. Ensimmäinen syy on parempi siirtoteho käytettäessä useampaa rinnakkaista johtorakennetta. Toinen syy PAS-johtojen käyttöön on suurempi luotettavuus kuin avojohdoilla. Avojohtojen käyttö on sen sijaan yleistä pitkillä haja-asutuslähdöillä sekä pelto- ja tiealueilla. Myös metsissä käyttö on ollut yleistä. Etuutena muihin ratkaisuihin verrattuna on halpa hinta. Lisääntynyt luotettavuuspohjainen toimitusvarmuuden parantaminen on kuitenkin johtanut avojohdojen korvaamiseen kaapeloinnilla niiltä osin, kuin se on mahdollista. Avojohtoja korvaavaa PAS-johtoa käytetään, jos halutaan pienempi johtokatu kuin avojohdoilla tai parempi luotettavuus hankalissa sääolosuhteissa. Kaupungeissa ja taajamissa kaapelointiaste on lähes 100 %.

Sähkönjakeluverkoissa käytetään yleisesti monia kytkinkomponentteja. Näitä ovat katkaisimien lisäksi erottimet sekä maastokatkaisimet. Erottimien rakenne koostuu kahdesta koskettimesta, jotka ovat kosketuksissa toisiinsa suljetussa virtapiirissä. Erotustilanteessa koskettimet avutuvat ja muodostavat näkyvän erotusvälin, joka takaa turvalliset työskentelyolosuhteet. Lisäksi erottimessa tulee olla asennon osoitin. Erottimia voi olla sekä käsi- että kaukokäyttöisiä. Käsikäyttöisten erottimien erotusaika on noin 1 h, kun kaukokäyttöisten erotinten erotusaika on noin 6 min. Verkon luotettavuuden parantamisen kannalta kaukokäyttöiset erottimet ovat hyvä ratkaisu pienennettäessä vika-aikoja. Tavallisten erotinten lisäksi on olemassa myös kuormaerottimia, jotka kykenevät erottamaan virrallisia piirejä. Käyttö rajoittuu kuitenkin lähinnä tyhjäksi muuntajan erottamiseen ja pienten kuormitusvirtojen katkaisuun. Nämä erottimet on varustettu joko katkaisupiiskoin tai katkaisukammioin. Lisäksi on olemassa SF₆-eristeisiä kuormanerotimia, joiden katkaisukyky ja käyttövarmuus ovat edellisiä vaihtoehtoja parempia. Maastokatkaisija on rakenteeltaan kuten normaali katkaisija mutta on sijoitettu maastoon ja sillä voidaan katkaista tietyn johtolähdön loppupäässä tapahtuvat viat, jolloin verkon alkupäässä olevat asiakkaat eivät koe keskeytystä.

2.2 Verkkotopologia

Verkkotopologian muodostamiseen tarvitaan tieto kunkin verkossa käytetyn komponentin sijainnista ja johtojen kohdalla myös tieto niiden pituudesta. Sijainnin perusteella voidaan edelleen muodostaa verkkokuva, josta voidaan nähdä kunkin komponentin sijainti toisiinsa nähden. Erityisen tärkeää on saada tieto, kuinka erotinvyöhykkeet muodostuvat ja kuinka monta muuntopiiriä kullakin erotinvyöhykkeellä on.

Nykyisissä verkkotietojärjestelmissä verkkotopologian piirto on helppo toteuttaa ja uusien johtoreittien, muuntajien ja erottimien lisääminen on tehty helpoksi. Sähköisten järjestelmien käyttö edellyttää kuitenkin, että kunkin johto-osuuden, muuntajan ja erottimen sijainnit syötetään järjestelmään. Apukeinoina käytetään karttatietojärjestelmiä sekä maanpeiton tietojärjestelmää, mistä tiedetään millaisella alueella kukin komponentti sijaitsee.

2.3 Erotinvyöhykkeiden ja muuntopiirien mallintaminen

Sähkönjakeluverkossa olevat komponentit muodostavat erotinalueita, joita voidaan kutsua myös suojausalueiksi. Tämä tarkoittaa, että jokainen erillinen suojausalue voidaan käsitellä omana ryhmänään ja tarvittaessa myös erottaa verkosta, jos suojausalueella tapahtuu vika.

Erotinvyöhykkeet muodostuvat yksinkertaisimmillaan kahden erottimen, katkaisimen tai erottimen ja katkaisimen väliselle johtovälille. Tällä perusteella voidaan ajatella, että verkko voi siis koostua vain yhdestä erotinvyöhykkeestä. Tämä ei kuitenkaan ole mahdollista eikä myöskään järkevää. Sähköasemalta lähdettäessä ensimmäisenä on katkaisija, jonka läheisyyteen on sijoitettu erotin. Tämän jälkeen verkosta on erotettavissa selvä runkojohto, josta eroaa monia haaroja. Runkojohdon päässä on normaalisti kaukokäytettävä erotin, joka toimii samalla sekä jakorajana että varayhteytenä. Verkossa olevat haarat on erotettu runkojohdosta erottimilla, jotka ovat tarpeesta riippuen joko käsiohjattuja tai kauko-ohjattuja. Kauko-ohjattujen erottimien määrä on verkossa kuitenkin tarkasti mietitty ja niitä ei välttämättä löydy kuin paikoista, joissa erottimen taakse jäävä verkko aiheuttaa isot keskeytyskustannukset.

Runkojohdosta eroavat haarat voivat myös koostua useista erotinvyöhykkeistä, varsinkin, jos haaralla on useita eri muuntopiirejä. Tietyn muuntopiirin ollessa vikaantunut, vain vikaantunut muuntopiiri erotetaan verkosta, kun muu haara on terve eikä kärsi viasta. Muuntopiirit ovat jakelumuuntajan takana oleva loppukäyttäjistä muodostuva asiakasjoukko, jotka mallinnetaan jakeluverkossa kuormituspisteinä. Jakelumuuntajan tarkoitus on muuntaa jakeluverkossa käytetty 20 kV jännite 0,4kV:n tai 1 kV:n tasolle. Johtorakenteena pienjänniteverkossa on joko AMKA -riippukierrejohto tai maakaapeli. Kuormituspisteestä tiedetään yleensä vain vuosienergia, jonka perusteella voidaan arvioida, kuinka suuret kustannukset keskeytyksistä aiheutuvat. Muuntopiirissä olevien asiakkaiden määrä voi vaihdella muutamasta kymmenestä useihin satoihin. Muuntopiirissä olevat asiakkaat lajitellaan sähkönkäytön perusteella eri ryhmiin ja samassa muuntopiirissä voi olla erityyppisiä sähkönkäyttäjiä. Kuormitukseltaan tehontarve voi vaihdella suurestikin riippuen asiakkaiden tyypistä, kulutuksesta ja ajankohdasta.

2.4 Komponenttien vanheneminen

Sähköverkon komponenttien vanheneminen voi vaikuttaa hyvin vähäpätöiseltä seikalta, mutta todellisuudessa sillä on suuri vaikutus verkon luotettavuuteen ja muihin asioihin. Yksinkertaisuudessaan voidaan ajatella, että komponentti on joko uusi, viisi, kymmenen tai viisikymmentä vuotta vanha. Todellisuudessa asia ei kuitenkaan ole näin selvä vaan komponentin käyttöhistoria pitää tuntea. Komponentin ikää arvioitaessa voidaan kysyä ”Miksi meitä kiinnostaa tuotteen ikä?”, jolloin voidaan vastata seuraavasti: [1]

- kunnossapitokustannukset lisääntyvät
- vikojen määrä lisääntyy komponentin vanhentuuessa

- korvaavien osien saanti vaikeutuu
- vanhat komponentit ovat teknisesti vanhentuneita verrattuna uusiin ratkaisuihin

Näistä kaikista tärkein asia on kunnossapitokustannuksien huomiointi, sillä muihin asioihin voidaan vastata rahallisesti. Komponentit voidaan jakaa eri ikäluokkiin sen perusteella onko komponentti 1-5,5–10 tai 10–20 vuotta vanha. Tästä datasta voi kuitenkin olla vaikeaa havaita tarvittava tieto, jos komponenttien määrä on suuri. Sen vuoksi parempi tapa onkin käyttää histogrammia, joka näyttää komponenttien ikäjakauman sekä verkossa olevien komponenttien suhteellisen prosenttiosuuden. Samaan histogrammiin voidaan lisätä tieto, kuinka suuri prosenttiosuus tietyn iän saavuttaneilla komponenteilla on koko verkon osuudesta.

Komponenttiryhmiä tasolla ikääntymiseen vaikuttavat kunkin komponentin tämänhetkinen ikä, asennettavien uusien komponenttien määrä sekä vanhentuneiden tai vikaantuneiden komponenttien uusiminen. Ryhmätasolla muutoksen huomaaminen voi olla vaikeaa, sillä alussa vikaantuneiden komponenttien määrä on suhteellisesti hyvin pieni, mutta ajan kuluessa vikaantuneiden komponenttien osuus kaikista komponenteista kasvaa voimakkaasti. Vikaantumisten määrään vaikuttaa lisäksi ensimmäisenä vaihdettujen komponenttien toinen vikaantuminen elinkaaren lopussa ja vikaantumistodennäköisyyden kasvu alkuperäisillä komponenteilla. Elinkaarensa päässä olevien komponenttien tarkempi huomiointi onkin tärkeää sen sijaan, että seurattaisiin koko verkossa olevien komponenttien keski-ikää. Tarkkailu voidaan suorittaa asettamalla jokin tietty ikä ja katsoa kuinka monta prosenttia kaikista tietyn ryhmän komponenteista ylittää asetetun iän.

Vikaantuminen on yleensä riippuvainen komponentin iästä ja olosuhteista, missä komponenttia käytetään. Vikaantumisen todennäköisyyttä voidaan arvioida erilaisilla testeillä, kuten nopeutetuilla testeillä ja matemaattisilla jakautumilla. Nopeutettuja testejä käytetään esimerkiksi maakaapeleilla, jotka testataan suolavesialtaassa kuumassa vedessä johtimen ollessa virrallinen ja käyttöjännitteen ollessa nimellinen. Näiden testien kohdalla täytyy kuitenkin olla kriittinen, sillä nämäkin testit antavat vain ennustetun todennäköisyyden komponentin vikaantumisesta. Matemaattiset mallit perustuvat todennäköisyyteen ja antavat ennusteen komponentin vikaantumisesta tietyllä todennäköisyydellä tietyn ajan sisällä. Käytetyimpiä malleja ovat Poisson- ja Weibull-jakaumat. Laskelmia varten tarvitaan tiedot komponenttijoukosta sekä samanaikaisista katkoista. Juuri oikean tiedon erottaminen kaikesta mahdollisesta on tärkeää, jotta ikä-vika mallit voidaan muodostaa. Materiaaliopillisesti nopeutettujen testien ongelmana on myös se, että materiaalin vaurioitumismekanismi nopeutetuissa testeissä ei ole sama, kuin todellisissa käyttötilanteissa ja testit antavat optimistisia ennusteita materiaalien todellisesta käyttöiästä.

Komponenttien iän vaikutus järjestelmän luotettavuuteen voidaan laskea seuraavasti käyttämällä hyväksi simulointia kuten lähteessä [1]:

1. Määritetään kunkin komponenttiryhmän ikäjakaumat ja kappalemäärät kuhunkin ikäryhmään. Kullakin ikäryhmällä on oma vikataajuus λ [vikoja/kilometri].
2. Määritetään jokaisen ikäryhmän odotettu vikojen määrä. Vikojen määrä on verrannollinen vikataajuuteen λ sekä ikäryhmän komponenttien määrään.

3. Lasketaan niiden komponenttien määrä, jotka on vaihdettu vikaantumisen takia. Tämä on verrannollinen vikaantuneiden komponenttien määrään, jotka keskimäärin vikaantuvat yhden vian aikana. Seuraavaksi vähennetään nämä komponentit ryhmästä ja lisätään nollavuoden ikäiseen ryhmään sama määrä komponentteja.
4. Määritetään vikatilanteista aiheutuvat SAIFI:n (System Average Interruption Frequency Index) ja SAIDI:n (System Average Interruption Duration Index) jakaukset.
5. Suoritetaan ennakkoiva korvaaminen. Tämän toteuttamiseksi tunnistetaan kustakin komponenttiryhmästä ne komponentit, jotka halutaan korvata ja vaihdetaan ne uusiin.
6. Lisätään kunkin komponenttiryhmän ikää yhdellä vuodella ja vastaavasti huomioidaan myös vikataajuuden λ kasvu.
7. Toistetaan vaiheita 2-6 kunnes haluttu simulointiaika on kulunut.

2.5 Sähkönjakeluverkkojen vuosittaiset kustannukset

Jakeluverkkojen kokonaiskustannukset muodostuvat uusien komponenttien investointikustannuksista, verkon käyttö- ja huoltokustannuksista sekä häviökustannuksista. Verkon rakentamisessa työkustannukset ovat suurin yksittäinen kustannuksia aiheuttava osa. Nämä kustannukset ajatellaan investointikustannuksina, joihin luetaan myös tarvittavien koneiden, tilojen ja rakentamisessa käytettyjen raaka-aineiden aiheuttamat kustannukset. Yleisesti jakeluverkkojen kustannukset voidaan jaotella investointikustannuksiin, häviö- ja keskeytyskustannuksiin, korjaus- ja ylläpitokustannuksiin sekä rahoituskustannuksiin. Kokonaiskustannukset voidaan esittää summana.[2; 3]

$$C_{\text{tot}} = \int_0^T (C_{\text{capex}}(t) + C_{\text{opex}}(t) + C_{\text{outage}}(t)) dt \quad (2.1)$$

missä

C_{tot}	= kaikki kustannukset
C_{capex}	=investointikustannukset
C_{opex}	=toiminnalliset kustannukset (häviöt, kunnossapitokustannukset)
C_{outage}	=keskeytyskustannukset
T	=verkon elinikä

Verkkoyhtiöiden kiinteistä vuosikustannuksista suurin osa koostuu komponenttien, kuten johtojen ja muuntajien pääomakustannuksista. Nämä kustannukset voidaan edelleen jakaa rahoituskuluihin ja poistoihin. Pääomakustannusten suuruuteen vaikuttavat korkokanta sekä verkon pitoaika ja sen hetkinen verkon nykytila. Pääomakustannusten lisäksi kiinteitä kustannuksia ovat hoito- ja kunnossapitokustannukset. Toinen suuri kustannuserä ovat käyttökustannukset, jotka syntyvät häviö-, viankorjaus-, keskeytys- ja

kunnossapitokustannuksista. Keskeytyskustannukset muodostuvat asiakkaalle aiheutuneesta haitasta, joita ei suoraan voida sisällyttää verkkoyhtiöiden tulokseen. Eri asia ovat kuitenkin vakiokorvausmenettelyn piirissä syntyneet kustannukset, jotka realisoituvat sähkökatkon ollessa enemmän kuin 12 tuntia. [4]

Maantieteellisen sijainnin vaikutus kustannusten syntymiseen vaihtelee, jonka lisäksi maankäytölliset asiat ja yhtiökohtainen politiikka ovat huomionarvoisia seikkoja. Ympäristöllisiin asioihin, kuten maankäyttöön ja luonnonilmiöihin verkkoyhtiöt eivät voi vaikuttaa. Tähän samaan aihepiiriin sisältyy myös johtoalueiden huollosta aiheutuvat kustannukset.

2.5.1 Investointi- ja häviökustannukset

Investointikustannusten syntymiseen liittyy sekä tarvikkeiden hankinnasta aiheutuvia kustannuksia että suunnittelusta aiheutuvia kustannuksia. Tarvikkeiden hankinta sekä verkon rakentaminen kattavat noin puolet kohteen investointikustannuksista. Toinen puolisko sisältää sähkötekniikan ja rakenteellisen suunnittelun. Investointikustannusten laskennassa käytetään Energiamarkkinaviraston määrittämiä komponenttien yksikköhintoja kullekin vuodelle.

Häviökustannukset muodostuvat muuntajien tyhjäkäynti- ja kuormitushäviöistä sekä johdoissa tapahtuvista kuormitushäviöistä. Merkittäviksi häviökustannukset muodostuvat erityisesti kuormitetuilla runkojohdoilla. Myös 1 kV jakelun korvaamalla johdoilla häviökustannusten merkitys korostuu. Häviökustannusten määrään voidaan vaikuttaa verkostosuunnittelulla ja optimoimalla kytkentätila. Häviökustannusten vaikutus on merkittävä, sillä kustannukset kasvavat tehotarpeen kasvaessa samalla kun sähkön hinta nousee kysynnän kasvaessa.

2.5.2 Korjaus- ja ylläpitokustannukset

Korjaus- ja ylläpitokustannuksien suora vaikutus sähkönjakelun luotettavuuteen riippuu joissain määrin investointien panostuksesta. Toisaalta liian voimakas resurssien käyttö ei välttämättä tuota investointien suuruuden mukaista hyötyä. Yleisesti korjaus- ja ylläpitokustannuksien synty aiheutuu verkkoyhtiön velvollisuudesta ylläpitää luotettava ja turvallinen sähkönsaanti käyttäjille. Tämän turvaamiseksi erilaisia kunnossapidon toimia kohdennetaan verkon eri komponenteille. Komponenttien kokonaiskustannukset muodostuvat tavallisista ylläpidon aiheuttamista huoltokustannuksista sekä komponentin käytön aikaisista korjauskustannuksista. Jakeluverkon ominaisuuksiin kuuluva korkea pääoma ohjaa toimintaa hallittuun ja juuri oikeaan aikaan suunnattuun kunnossapitoon. Tarve tämänkaltaiseen strategiaan aiheutuu verkon vikojen minimoimisesta ja verkon arvon korkeasta tilasta. Tärkeimpänä tehtävänä on verkon huolto ilman ennen aikaisia korjauksia tai kokonainen uusiminen ennen käyttöiän päättymistä. Näihin toimintoihin kuuluvat ennakkohuollot ja korjaukset. Toimintojen seurauksena syntyy ylläpitokustannuksia mutta vastaavasti korjaus- ja keskeytyskustannukset pienenevät. [2]

Ylläpitokustannukset aiheutuvat erilaisista verkon huoltotoimenpiteistä. Näihin kuuluvat raivaus, pylvaiden kuntokartoitus sekä kytkinkomponenttien (erottimet ja katkaisijat) ja muuntamoiden tarkastukset. Muita huoltotoimenpiteitä ovat eri komponenttien määräaikaishuollot sekä järjestelmien ylläpidosta aiheutuneet toiminnot. Muuntamoiden ja kytkinten aiheuttamien kustannusten määrittämisessä kustannukset voidaan määritellä kilometritasolla kuten johdoilla. Viankorjauskustannusten kohdalla maakaapeliverkon vika verrattuna samantapaiseen avojohtoverkon vikaan on noin kaksinkertainen. Toisaalta maakaapeliverkossa vikataajuus on noin viidesosa verrattuna avojohtoverkkoon.

Suurhäiriöriskin osalta viankorjauskustannuksien kertyminen aiheutuu sekä tavallisista viankorjauskustannuksista että poikkeuksellisen tilanteen aiheuttamasta lisäresursien käyttökustannuksista.

2.5.3 Rahoituskustannukset

Rahoituskustannukset muodostuvat verkossa tapahtuneiden investointien rahoittamisesta, jotka voivat olla joko oman pääoman tuottoa ja/tai vieraan pääoman rahoituksessa syntyviä korkokuluja. Rahoituskustannusten määrittämisessä tulee tietää verkon nykykäyttöarvo (NKA) sekä jälleenhankinta-arvo (JHA). Varsinkin verkon NKA voi parantua nopeasti uusittaessa verkkoa lyhyellä aikavälillä. Samalla kuitenkin rahoituskustannukset kasvavat voimakkaasti. Nopeutetulla aikataululla tehty verkon uusiminen aiheuttaa myös toisenlaisia ongelmia. Pois purettavalla verkolla saattaa olla vielä nollasta poikkeava NKA, joka aiheuttaa rahoituskustannuksia ja poistoja. Asia tulisi käsitellä siten, että alas ajettava verkko kirjataan taseeseen vähennyksenä. Uusittaessa verkkoa käytetään yleensä tapaa, jossa uusiminen aloitetaan vanhimmaasta verkon osasta. Tällöin näistä osista ei aiheudu enää maksamattomia poistoja. Uudistuksen edetessä vastaan tulee verkko-osia, joilla on vielä tasearvoa. Kirjanpidossa poistojen määrä on yleensä pienempi kuin jos laskettaisiin normaalin verkon käyttöiän mukaisesti. Ennen pitoaikaansa poistettavat verkosto-omaisuuden komponentit huomioidaan erillisinä rahoituskustannuksina. [2]

Kolmannella valvontajaksolla (2012–2015) verkon NKA:n laskemiseksi käytetään ensimmäistä kertaa verkonhaltijan verkkokomponenttien ikä- ja pitoaikatietoja. Lisäksi erilaisten EU-tukien vaikutus huomioidaan vähentämällä tukien osuus verkonhaltijan pääomasta. Käytännössä tuilla hankituille verkonosille ei sallita kohtuullista tuottoa. Toeutuneen oikaistun tuloksen laskennassa sekä tasapoistoissa nämä verkonosat kuitenkin huomioidaan. [3]

Kullekin verkkoyhtiölle lasketaan jokaisen vuoden tammikuun ensimmäisenä päivänä senhetkinen JHA. Laskennassa tarvitaan tieto verkonhaltijan omistuksessa olevista verkkokomponenttien määrästä sekä kunkin verkkokomponentin yksikköhinta. Kullekin verkkoyhtiölle saadaan näin laskettua koko verkon JHA laskemalla yhteen kaikkien komponenttien JHA. Sähköverkon NKA saadaan laskettua edelleen JHA:sta. Laskennan suorittamiseksi tarvitaan lisäksi verkkokomponenttikohtaiset ikä- ja pitoaikatiedot. Verkkoyhtiöille laskettava NKA on esitetty kaavassa 2.2.

$$NKA_{t,i} = \left(1 - \frac{keski-ikä_{t,i}}{pitoaika_i}\right) \times JHA_{t,i} \quad (2.2)$$

missä

$NKA_{t,i}$	=	verkkokomponentin i kaikkien komponenttien nykykäyttöarvo vuoden t rahanarvossa vuonna t
$JHA_{t,i}$	=	verkkokomponentin i kaikkien komponenttien yhteenlaskettu jälleenhankinta-arvo vuoden t rahanarvossa t
$pitoaika_i$	=	verkkokomponentin i todellinen pitoaika.
$keski - ikä_{t,i}$	=	verkkokomponentin i määrällä painotettu ikätieto vuoden t alussa

Verkon NKA laskennassa poikkeuksena on sähköasematonttien, perushuollettujen päämuuntajien, 100 kV ja 400 kV johtokatuja ja tietojärjestelmien laskennan toimintaperiaate, mikä aiheutuu komponenttien luonteesta.

3 SÄHKÖN TOIMITUSVARMUUS

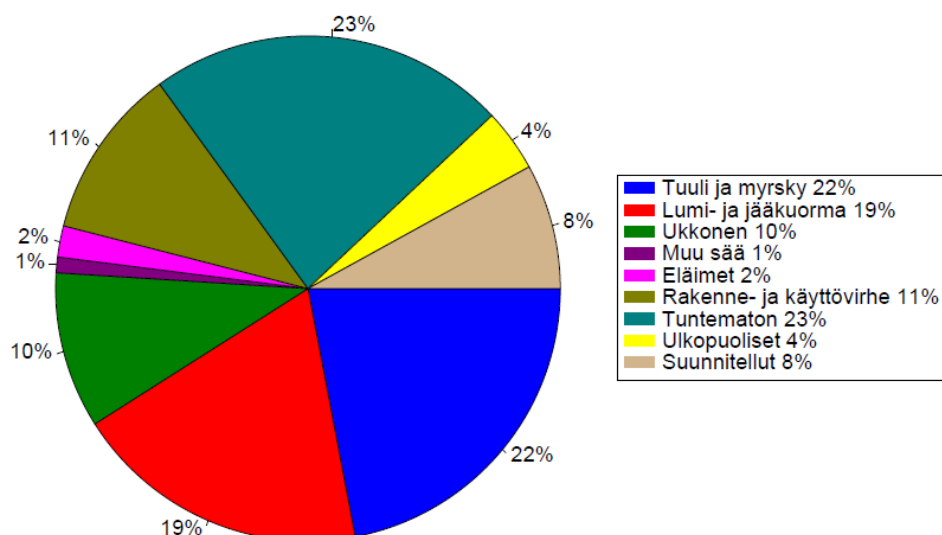
Sähkönjakelun luotettavuus on ensiarvoisen tärkeää nyky-yhteiskunnassa. Vuoden 2010 heinäkuun ja tapaninpäivän 2011 myrskyt osoittivat, kuinka tärkeää luotettava sähkön saanti on. Tärkeydestä kertoo myös asiakkaiden arvostus sähkötoimituksen luotettavuuden kasvuun: luotettavuuden arvostuksesta kertovat tunnusluvut ovat kaksinkertaistuneet viimeisen kymmenen vuoden aikana. Samaan aikaan ilmastonmuutoksesta aiheutuneet erikoiset sääilmiöt lisääntyvät, mikä tuo oman vaikeutensa verkostosuunnitteluun.

Toimitusvarmuutta voidaan tarkastella monien eri seikkojen kannalta. Yksi asia ovat asiakkaiden keskeytykset vuositasolla. Tällöin yhtenä ohjauksiteerinä ovat asiakkaan kokemat keskeytyskustannukset suunniteltaessa toimenpiteitä. Toinen tärkeä ohjauskeino on luotettavuuslaskenta ja erityisesti tämän laskennan tuloksena saatavat tunnusluvut. Toimitusvarmuuden kannalta yksi tärkeä seikka on sähkönjakelun luotettavuuden parantaminen. Tähän ongelmaan löytyy monia eri ratkaisuja, joista oikean valitseminen riippuu säästyvistä kustannuksista sekä investoinnin suuruudesta. [5; 6]

3.1 Sähköverkkojen vikatilanteet

Sähköverkkojen vikatilanteet voidaan yleensä jakaa sään aiheuttamiin, ympäristöllisiin tekijöihin sekä ulkopuolisten syiden aiheuttamiin. Vuonna 2010 suurin osa vioista aiheutui sään aiheuttamista katkoksista, mikä voidaan nähdä myös kuvasta 3.1. Suurin yksittäinen aiheuttaja oli tuulen ja myrskyn aiheuttamat viat, jotka kattoivat 23 % kaikista vioista. Lisäksi talviaikaan esiintyvät ongelmat, kuten lumen ja jään aiheuttamat viat olivat merkittäviä. Näistä vioista suurin osa korjaantui PJK:lla ja AJK:lla (75 %). PJK tarkoittaa toimintoa, jossa katkaisija aukeaa 0,2 s ajaksi ja sulkeutuu uudelleen. AJK tarkoittaa toimintaa, jossa katkaisija pysyy auki 120 s ajan ja sulkeutuu sen jälkeen. Pitkiä keskeytyksiä oli 25 %. Edelleen jälleenkytkentöjen selvittämät viat jakaantuivat maaseudun, taajaman ja keskustan suhteen seuraavasti: [7]

- Maaseudulla ja taajamissa PJK selvitti lähes puolet kaikista vikakeskeytyksistä. Keskustassa PJK selvitti 13 % kaikista vikakeskeytyksistä.
- AJK:n selvittämät viat taajamissa ja maaseudulla olivat kaikista vioista 23 ja 18 %. Keskusta-alueella vastaava luku oli 14 %.
- Pitkien keskeytysten kohdalla luvut olivat maaseudulla 24 %, taajamassa 39 % ja keskustassa 73 %.



Kuva 3.1. Keskeytysten syyt tyypeittäin [7]

3.2 Toimittamatta jäänyt energia

Tietyn osan tai vain yhden komponentin vikaantuminen aiheuttaa yleensä keskeytyksen verkkoon. Tällöin verkon operaattori tekee ennalta määritetyt toiminnot, jotta vikaantunut verkonosa voidaan erottaa turvallisesti ja korjata jännitteettömänä. Toimintoihin kuuluvat ensimmäisenä automaatiolaitteet, jotka itsenäisesti erottavat koko verkon katkaisemalla vikaantuneen syötön hetkellisesti kiskostosta. Tätä tapahtumaa kutsutaan PJK-toiminnoksi. Tämän jälkeen katkaisija sulkeutuu ja jos katkaisija pysyy kiinni, vika on hävinnyt. Muutoin tapahtuu AJK-toiminto. Jos tämän toiminnon jälkeenkään katkaisija ei pysy kiinni, kyseessä on pysyvä vikatilanne. Vian ollessa pysyvämpi operaattori käyttää ensisijaisesti kauko-ohjattuja erottimia ja maastokatkaisijoita erottaakseen erotinvyöhykkeen, jossa vikaantunut komponentti tai johto-osa sijaitsee. Tämän jälkeen maastopartiot kytkävät käsiohjattuja erottimia auki kunnes lopullinen vika-alue on saatu erotettua yhdelle erotinalueelle. Se aika, mikä kuluu vian aiheutumisesta normaaliin kytkentätilaan, aiheuttaa verkkoyhtiölle tulonmenetyksiä ja ennen kaikkea keskeytyskustannuksia. Kustannusten pienentämiseksi voidaan laskea menetetty teho ja edelleen nähdään, mitkä komponentit ovat taloudellisessa mielessä kannattavia uusia.

Toimittamatta jäänyt energia voidaan arvioida käyttämällä hyväksi luotettavuuslaskentaa erotinvyöhykkeittäin. Luotettavuuslaskennasta saadaan edelleen jokaisen erotinvyöhykkeen komponenttien katkoksen aikaiset tehot. Tästä voidaan laskea edelleen kunkin komponentin aiheuttamat keskeytyskustannukset. Kunkin komponentin kohdalla katkon aikana syntyvä energiahävikki on riippuvainen komponentin sijainnista verkossa. Tämän selvittämiseksi komponentille tulee määrittää tehonmenetykset ensimmäisen 6 minuutin, 1 tunnin ja lopullisen viankorjauksen aikana. Ensimmäisenä oleva aikajakso kertoo sen keskeytyskustannuksen, joka syntyy, kun kauko-ohjattu erotinväli avataan. Toinen ajanjakso kuvaa sitä kustannusta, kun käsiohjattavat erottimet avataan. Kolmas

ajanjakso kertoo lopullisesta korjauksesta aiheutuvan keskeytyskustannuksen. Arvot kunkin aikavälin kohdalla vaihtelevat riippuen komponentista. Yleisesti samalla erottinvyöhykkeellä olevat komponentit kokevat samansuuruisen energiahävikin, mutta esimerkiksi muuntajien kohdalla asia on toisin. Jos muuntaja on varustettu muuntajaerottimella, vain muuntaja voidaan erottaa verkosta muuntajan vikaantuessa. Tällöin erottinvyöhyke, jossa muuntaja on, voidaan pitää jännitteisenä ja kustannukset ovat pienemmät.

Häviötehon määrään vaikuttaa erotetun verkonosan koko, asiakkaiden määrä ja heidän kulutuksensa. Häviötehojen kustannuksista puhuttaessa on olemassa monia eri laskentamenetelmiä, joilla voidaan arvioida kustannusten määrää. Kirjallisuudessa [6] esiintyvät termit: Häviöenergian kustannukset (CENS, Cost Of Energy Not Supplied), Keskeytetyn energian arvostus (IEAR, Interrupted Energy Assessment Rate) ja Menetetyn kuorman arvo (VOLL, Value of Lost Load).

3.3 Keskeytyskustannukset

Keskeytyskustannukset muodostuvat pysyvistä työ- ja vikakeskeytyksistä sekä pika- ja aikajälleenkytkentöjen aiheuttamista kustannuksista. Yhtiöille kustannuksia syntyy viankorjausten muodossa, asiakkaille taas sähköttömyyden aiheuttamasta haitasta, joka voi olla joko haittaa tai rahallista tappiota. [2] Asiakkaiden keskeytyksen aikaista rahallista menetystä voidaan arvioida rahallisenä haittana eli tarkemmin KAH-arvoina (keskeytyksestä aiheutunut haitta). Ne muodostuvat toimittamasta jääneestä energiasta ja keskeytyksen aiheuttamasta haitasta.

KAH-arvojen arvostus on kasvanut huomattavasti, mikä kertoo niiden merkityksestä. Suuruusluokaltaan arvot ovat kaksinkertaistuneet. Toisaalta tästä ei voida päätellä, että näin kävisi myös tulevaisuudessa, sillä haitan arvostuksen kehitys on erilaista eri asiakasryhmillä. Tutkimuksissa [2] oli myös nähtävissä erilaisia arvostuksia sähkön laadun suhteen: toisille laatu oli tärkeää ja toisille ei. Tämä aiheuttaa ongelmia suunniteltaessa tulevaisuuden verkkoja sähkömarkkinalain mukaisesta näkökulmasta, joka edellyttää tasa-vertaista asiakkaiden kohtelua. Ratkaisuna voi tällöin olla asiakkaiden itseohjautuvuus kohti parempaa käyttövarmuutta. Keskeytyskustannusten määrää voidaan arvioida käyttämällä hyväksi sitä tehoa, mikä jää toimittamatta asiakkaalle. Laskennassa huomioidaan hetkellinen tuntiteho sekä toimittamatta jäänyt energia. Tarkempaa laskentaa varten on tiedettävä kunkin asiakkaan tyyppi sekä asiakkaan muuntopiirin mittaustiedot.

Viat aiheuttavat aina kustannuksia, yleensä rahallisia ja/tai materiaalisia. Etukäteen annettu varoitus tai ilmoitus vian kestosta vian alkuhetkellä vaikuttaa keskeytyksen haittaan. Kuitenkin teollisuudessa sähkökatkojen vaikutus voi olla sama jännitteenaleneman tai sähkökatkon kohdalla, sillä seurauksena on yleensä pilaantunutta materiaalia ja tuotannon uudestaan käynnistämistä. Toisaalta kotitalouksilla keskeytyks voi tarkoittaa vain normaalien päivittäisten rutiinien siirtämistä toiseen ajankohtaan. Tutkimuksissa [6] saatujen tuloksien mukaan ennakolta ilmoitettu keskeytyks voi vähentää kustannuksia jopa 40

%. On kuitenkin huomattava, että tämä käytäntö ei päde tilanteessa, jossa vian kesto ilmoitetaan vikatilanteen ollessa päällä. Tällöin saavutettava hyöty voi olla vain 6-16 %. [6]

Keskeytyksen aiheuttama haitta voidaan jakaa suoriin ja epäsuoriin haittoihin ja edelleen voidaan tarkastella taloudellisia ja sosiaalisia haittoja sekä lyhyitä ja pitkiä haittoja. Asiakaskohtaiset KAH-arvot on esitetty taulukossa 3.1.[2; 6]

Taulukko 3.1 Asiakaskohtaiset KAH-arvot tarkennetuilla painotuksilla ($[A]=\text{€}/kW$, $[B]=\text{€}/kWh$).[2; 3]

	Keski/ huipputeho	Ajan- kohta	PJK- ker- roin	AJK- ker- roin	Odottamaton keskeytys		Suunniteltu keskeytys		PJK	AJK
					A	B	A	B	A	A
Kotitalous(ka)	2.92	0.73	0.61	0.70	0.36	4.29	0.19	2.21	0.11	0.48
Maatalous(ka)	2.83	0.46	0.61	0.70	0.45	9.38	0.23	4.80	0.20	0.62
Teollisuus	2.92	0.56	0.61	0.70	3.52	24.45	1.38	11.47	2.19	2.87
Julkinen	2.92	0.44	0.61	0.70	1.89	15.08	1.33	7.35	1.49	2.34
Palvelu	2.92	0.40	0.61	0.70	2.65	29.89	0.22	22.82	1.31	2.44

Keskeytyskustannusten laskentaa varten on saatava tieto muuntopiireittäin olevista tunnusluvuista ennen laskennan suorittamista. Muuntopiirin todennäköinen vuosittainen koko verkolle aiheuttama keskeytyskustannus saadaan alla olevasta kaavasta. [2]

$$KAH = \sum_{ar=1}^{ar_{lkm}} \left\{ \frac{w_{mp}(ar)}{8760} * \left\{ k_v(ar) * t_v + k_t(ar) * t_t + k_{vm}(ar) * lkm_v + k_{tm}(ar) * lkm_t + k_{pjk}(ar) * lkm_{pjk} + k_{ajk}(ar) * lkm_{ajk} \right\} \right\} \quad (3.1)$$

missä

- KAH = keskeytyksestä aiheutuva haitta vuodessa [€/a]
 $w_{mp}(ar)$ = muuntopiirin asiakasryhmän arvuosienergia [kWh]
 ar_{lkm} = asiakasryhmien lukumäärä
 $k_v(ar)$ = asiakasryhmän arKAH-arvo pysyville vioille [€/kWh]
 $k_t(ar)$ = asiakasryhmän arKAH-arvo työkeskeytyksille [€/kWh]
 $k_{vm}(ar)$ = asiakasryhmän arKAH-arvo pysyville vioille [€/kW, vika]
 $k_{tm}(ar)$ = asiakasryhmän arKAH-arvo työkeskeytyksille [€/kW, vika]
 $k_{pjk}(ar)$ = asiakasryhmän arKAH-arvopikajälleenkytkennälle [€/kW, vika]
 $k_{ajk}(ar)$ = asiakasryhmän arKAH-arvoaikajälleenkytkennälle [€/kW, vika]
 t_v = muuntopiirin pysyvien vikojen kokonaiskesto-aika [h/a]
 t_t = muuntopiirin työkeskeytysten kokonaiskesto-aika [h/a]
 lkm_v = muuntopiirin pysyvien vikojen kokonaismäärä/a
 lkm_t = muuntopiirin työkeskeytysten kokonaismäärä/a

$lkmpjk$ = muuntopiirin pikajälleenkytkentöjen kokonaismäärä/a
 $lkmajk$ = muuntopiirin aikajälleenkytkentöjen kokonaismäärä/a

Edellisessä laskentamallissa ei ole huomioitu oikosulkujen aiheuttamaa jännitekuoppaa sähköaseman kiskostossa, joka näkyy asiakkaille pikajälleenkytkentään verrattavana tilanteena. Keskeytyksestä aiheutuneet kustannukset vaihtelevat suuresti vian ajankohdan mukaan. Riippuen siitä tapahtuuko vika juhlapyhinä, loma-aikaan tai keskellä viikkoa, sähköntarpeen kriittisyys vaihtelee. Asiakkaiden luokittelu eri asiakasryhmiin, joissa kulutuskäyttäytyminen on samanlaista, on Suomessa sekä muissakin maissa yleisesti käytetty tapa. Asiakkaat voidaan jakaa kotitalous-, maatalous-, julkinen sektori-, kauppa- tai teollisuusasiakkaisiin. Kuitenkin näidenkin ryhmien sisällä sähköön kulutus voi vaihdella suuresti. Kulutuskäyttäytyminen voi välillä olla kuin teollisuudessa mutta välillä kulutus on kuin kotitalousasiakkailla

Yksinkertaisempi tapa mallintaa vikatilanteista aiheutuneita kustannuksia on käyttää erilaisia yhdistettyjä malleja, jotka yhdistävät kaksi eri termiä. Käytännössä tämä malli on samanlainen kuin aikaisempi keskeytyskustannusten malli. Ensimmäinen komponentti on keskeytetyn energian tarve ja toinen komponentti on häviöenergian määrä. Ensimmäisen termin tarkoitus on kuvata sitä energiahävikin määrää, jonka tietyt asiakkaat kokevat jopa lyhyiden keskeytysten aikana. Yhdistetyn mallin kustannukset näkyvät kaavasta:

$$COST = CD \times Load\ interrupted + CENS \times EENS \quad (3.2)$$

Kaavassa oleva ensimmäinen termi, CD, määrittää funktion leikkauskohdan x-akselin kanssa ja toinen termi, CENS, kertoo kulmakertoimen. Kolmas termi (EENS, Expected Energy Not Supplied) on toimittamatta jäänyt odotettu energia. [6]

3.4 Luotettavuusperustainen verkostanalyysi

Sähkönjakelun luotettavuutta voidaan kuvata eri termeillä, joiden avulla voidaan arvioida verkon nykytilaa. Luotettavuuteen liittyy lisäksi seuraavia käsitteitä, joiden avulla määritellään verkon suorituskyky.[4]

Käyttövarmuus kuvaa kohteen kykyä suorittaa toimintonsa vaaditulla ajanhetkellä vallitsevissa olosuhteissa.

Vika tarkoittaa tilannetta, jossa komponentti on joutunut tilaan, jossa se ei kykene suorittamaan sille vaadittua toimintoa. Suojausjärjestelmän toimimisen kannalta vikatilanteet aiheuttavat yleensä releiestetyn katkaisijan toiminnan, jolloin vikapaikka tulee jännitteettömäksi.

Kytkeäaika on se aika, joka kuluu vian havaitsemisesta vian erotukseen ja jakelun palauttamiseen.

Korjausaika on se aika, joka kuluu vikaantuneen komponentin korjaamiseen ja kytkemiseen takaisin terveeseen verkkoon. Korjausaika sisältää täten sekä kytkentäajan sekä varsinaisen vikaantuneen komponentin korjausajan.

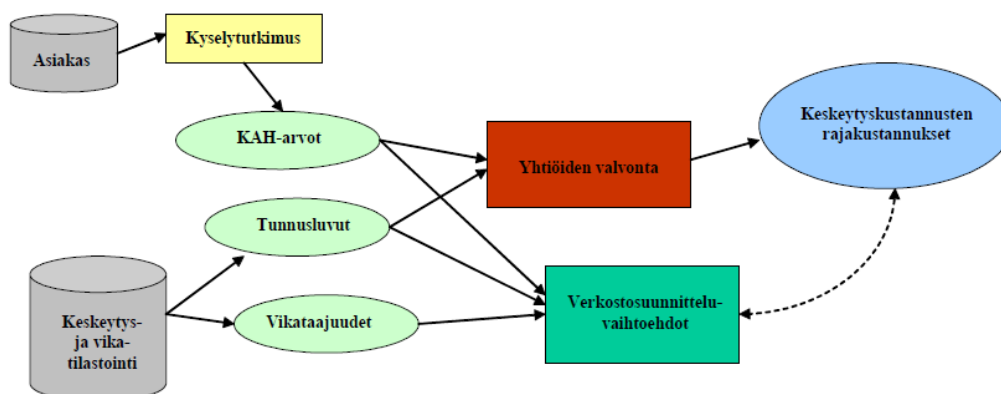
Vikataajuus ilmoittaa, montako vikaa kyseinen komponentti kokee tietyn ajanjakson sisällä.

Verkon luotettavuus tarkoittaa määritelmää, missä tarkastellaan verkon todennäköisyyttä toteuttaa sille asetetut toiminnot.

Suojauksen toimiessa osa verkosta kokee kytkentäajan ja osa korjausajan mittaisen keskeytyksen. Jälkimmäinen kohdistuu vikapaikan sisältämään erotinvyöhykkeeseen, Edellä olevaan kytkentäaikaan voidaan vaikuttaa lisäämällä verkostoautomaatiota, kuten kaukokäytettäviä erotinasemia.

Sähkönjakelun luotettavuuteen liittyy läheisesti verkon käyttövarmuus. Verkon käyttövarmuus tarkoittaa verkon käytettävyyttä eli toimintoja. Sähkönjakelun toimitusvarmuus voidaan mieltää edellä olevien verkon käyttövarmuuden ja verkon luotettavuuden sumaksi, joka käyttäjän mielestä on sama asia kuin sähkönjakelun luotettavuus. [5]

Käyttövarmuuden määrittämisessä ei yleensä käytetä mitään tarkkaa raja-arvoa vaan sähkömarkkina-alueissa sanotaankin vain yleisesti, että verkonhaltijan tulee pitää verkkonsa käyttövarmuus yleisesti hyvällä tasolla. Myös haja-asutusalueilla toiminta tulee olla yleisesti hyväksyttävää. Hyväksyttävän toiminnan turvaamiseksi ja käyttövarmuuden parantamiseksi voidaan toimintaa ajatella esim. kokonaiskustannusten kannalta. Liian tiukkojen reunaehtojen käyttö ei kuitenkaan ole järkevää, mutta toisaalta voiton maksimoiminen voisi johtaa heikentyneeseen verkon turvallisuuteen. Verkkoyhtiöiden kannalta vaatimus käyttövarmuuden parantamisesta velvoittaa verkkoyhtiöitä yhä enemmän keräämään tietoa asiakkaiden kokemista keskeytyksistä sekä niiden kustannuksista ja edelleen näiden vaikutuksesta yhtiöiden valvontaan, suunnitteluun ja käyttötoimintaan. Kuvassa on selvitetty keskeytystietojen käyttöä.[2]



Kuva 3.2 Keskeytystietojen soveltaminen verkkoyhtiöissä [2]

Asiakkaan kokemaan keskeytykseen vaikuttavat sekä pitkät että lyhyet keskeytykset. Lyhyiden keskeytysten kohdalla asiaan vaikuttaa keskeytysten vuosittainen määrä kun taas pitkien keskeytysten kohdalla asiaan vaikuttavat keskeytysten määrä sekä kokonaisaika. Näistä keskeytyksistä n. 90 % aiheutuu keskijänniteverkon vioista ja loppu 10 %

pienjänniteverkon vioista. Pienjänniteverkon vikojen aiheuttamien kustannusten suhteellinen osuus kokonaiskustannuksista on kuitenkin hyvin suuri, sillä pienjänniteverkossa tapahtuvat viat aiheuttavat aina pysyvän vikakeskeytyksen. [2]

Standardissa SFS-EN 50160 [23] määritellään tarkasti mitkä tilanteet ovat vikatilanteita. Yksi tärkeimmistä kohdista on keskeytysten määrittely, joka tarkoittaa sitä, että jännite liittymiskohdassa on alle 1 % sopimuksen mukaisesta jännitteestä. Keskeytyksien kohdalla standardissa määritellään erikseen suunnitellut sekä häiriökeskeytykset. Ennalta suunnitellut keskeytykset ovat yleensä jakeluverkossa tehtäviä huoltotöitä, joista ilmoitetaan etukäteen asiakkaalle. Häiriökeskeytykset aiheutuvat pysyvistä tai ohimenevistä vioista, jotka ovat seurauksena ulkopuolisesta toiminnasta, laitevioista tai häiriöistä. Häiriökeskeytykset voidaan jakaa edelleen pitkiin ja lyhyisiin keskeytyksiin. Pitkät keskeytykset on määritelty yli 3 minuuttia kestäviin keskeytyksiin, joita voi alueesta riippuen olla 10:stä 50:een vuodessa. Lyhyet keskeytykset ovat vikoja, joiden pituus on enintään 3 minuuttia ja kestonmäärä alueesta riippuen muutamista kymmenistä jopa satoihin vuotta kohti. Lyhyistä keskeytyksistä suurin osa (70 %) voi kuitenkin olla kestoltaan alle sekunnin. [2; 5; 6]

Standardissa olevat jännitekuopat eivät sinällään liity luotettavuuteen, mutta uuden valvontajakson aikana verkkoyhtiöitä kannustetaan laadun parantamiseen, jolloin myös jännitekuopat tulee huomioida. Jännitekuopaksi määritellään standardissa tilanne, jossa jakelujännite alenee 1-90 % nimellisjännitteestä ja palautuu saman tien normaaliksi. Standardissa ei kuitenkaan määritellä tarkkaa ylärajaa jännitekuoppien lukumäärälle, joka voi vaihdella muutamista kappaleista tuhansiin. Usein jännitekuopat ovat kestoltaan kuitenkin lyhyitä ja niiden syvyys on alle puolet nimellisjännitteestä. Asiakkaan taholta jännitekuoppia voi syntyä hyvinkin usein esimerkiksi kuormituksia kytkettäessä. Tällöin myös lähellä olevat tai pahimmassa tapauksessa kaikki verkon asiakkaat kokevat kuopan, minkä suuruus riippuu kuorman suuruudesta.[5]

Vuoden 2003 aikana sähkömarkkinalakiin tuli lisäyksiä erittäin pitkien keskeytysten osalta, jolloin käyttöön otettiin vakiokorvausmenettely. Riippuen keskeytyksen pituudesta asiakkaalle korvataan tietty prosenttiosuus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta.

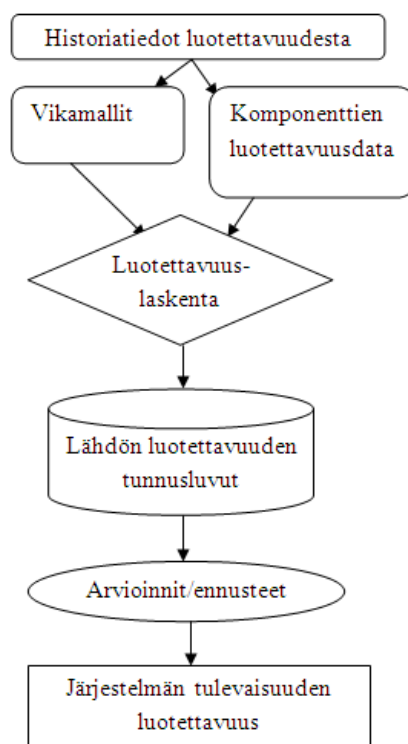
Maksettava korvaus vuotuisesta verkkopalvelumaksusta on seuraava:[5]

- 1) 10 %, kun keskeytyksen pituus on ollut vähintään 12 h, mutta vähemmän kuin 24 h
- 2) 25 %, kun keskeytyksen pituus on ollut vähintään 24 h, mutta vähemmän kuin 72 h
- 3) 50 %, kun keskeytyksen pituus on ollut vähintään 72 h, mutta vähemmän kuin 120 h
- 4) 100 %, kun keskeytyksen pituus on ollut vähintään 120 h

Korvauksen enimmäismäärä sähkönkäyttäjää kohti on kuitenkin rajoitettu maksimissaan 700 €.

Luotettavuus sähkönjakelussa on käsitteenä hyvin laaja eikä sitä voida arvioida millään yksittäisellä termillä. Yleisesti ottaen se tarkoittaa järjestelmän kykyä suoriutua tehtävästään. Perinteisesti luotettavuuden arviointiin voidaan käyttää joko historiatietoja tai

ennustemalleja. Historiatiedot pohjautuvat tiettyyn tarkkaan paikkaan kun taas ennusteet arvioivat koko verkon käyttäytymistä pitkällä aikavälillä. Historiatietojen käyttö on yleistä, sillä tarvittava data vioista ja keskeytyksistä löytyy tietokannoista. Huonona puoleena historiatietojen käytössä on niiden käyttö tulevaisuuden arvioinnissa, sillä arviot ovat lähtötiedoista riippuen yleensä vain sivistyneitä arvauksia. Kuvassa 3.3 on esitetty toimintatapa luotettavuuden arvionniksi. [6]



Kuva 3.3. Luotettavuuden arviointi [6]

Ennustemenetelmien käyttö luotettavuuden arvioinnissa on tehokas keino lisätä luotettavuutta. Tällöin tulee kuitenkin ottaa huomioon kuinka lisääntyneet kustannukset luotettavuuden parantamisessa lisäävät luotettavuuden arvoa. Arvioitaessa sähkönjakelun luotettavuutta ennusteilla voidaan käyttää myös erilaisia tunnuslukuja, joilla saadaan arvio sähkönjakelun laadusta mutta yleensä vain kuluttajan näkökulmasta. Oleellisesti laatuun liittyy myös toimitusvarmuus, jota tarkastellaan tarkemmin myöhemmin. Asiakkaan kannalta toimitusvarmuuteen liittyvä laatuajattelu näkyy keskeisesti sähkömarkkinoilla. Laissa olevia pykäliä voidaan soveltaa standardin SFS-EN 50160 avulla.

3.5 Tunnusluvut

Sähkönjakelun toimitusvarmuuden selventämiseksi käytetään erilaisia kansainvälisiä tunnuslukuja, jotka kertovat sekä verkkoyhtiölle että asiakkaalle palvelun tehokkuuden. Asiakaslähtöiset tunnusluvut voidaan määritellä standardin IEEE 1366–2001 mukaisesti: [5; 24]

- SAIFI, keskeytysten keskimääräinen lukumäärä tietyllä aikavälillä
- SAIDI, keskeytysten keskimääräinen yhteenlaskettu kesto aika tietyllä aikavälillä

- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index), keskeytysten keskipituus tietyllä aikavälillä
- MAIFI (Momentary Average Interruption Frequency Index), lyhyiden < 3 min. toimituskatkojen keskimääräinen määrä/asiakas

Tarkemmin näistä tunnusluvuista löytyy tietoa lähteistä [5; 6], joissa on annettu tarkat laskentakaavat kunkin tunnusluvun määrittämiseen. Vaihtoehtoisesti voidaan käyttää myös muuntopiirikohtaisia tunnuslukuja, jotka antavat keskeytystilastot vain keskijänniteverkon vioista. Edellä mainittujen tunnuslukujen lisäksi on olemassa muitakin luotettavuuden tunnuslukuja, joita käytetään ensisijaisesti lähinnä Yhdysvalloissa [8]. Vaikeutena tunnuslukujen vertailussa on se, että suuren määrän lisäksi laskentamenetelmissä on suuria eroja. Nämä arvot ovat kuitenkin vain keskimääräisiä arvoja koko verkkotasolla, joten esimerkiksi yhden asiakkaan kokemat keskeytykset voivat vaihdella suurestikin näistä arvoista. Tällöin korjaavien toimintojen suorittaminen voi vaikuttaa keskimääräisiin arvoihin positiivisesti mutta samalla yksittäisen asiakkaan kokemat keskeytykset ovat samat kuin ennen korjaavia toimenpiteitä. Toisaalta yksittäisen asiakkaan huomiointi ei paranna koko verkon keskimääräistä toimitusvarmuutta. [5]

Edellä mainittujen tunnuslukujen lisäksi voidaan kerätä energiapainotettuja luotettavuuden tunnuslukuja, sillä perinteiset tunnusluvut eivät kohtelee verkkoyhtiöitä tasapuolisesti. Nämä tunnusluvut ovat seuraavat: [6]

- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika odottamattomista keskeytyksistä
- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysten määrä odottamattomista keskeytyksistä
- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysaika suunnitelluista keskeytyksistä.
- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysten määrä suunnitelluista keskeytyksistä
- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysten määrä aikajälleenkytkennöistä
- Asiakkaan keskimääräinen vuotuinen keskeytysten määrä pikajälleenkytkennöistä

Ensimmäiset kuusi tunnuslukua voidaan laskea kaavoilla:

$$t = \frac{1}{W_{\text{tot}}} * \sum_{l=1}^m \left\{ W_{\text{mp}}(l) * \left(\sum_{i=1}^n k a_{\text{mp}}(i, l) \right) \right\} \quad (3.3)$$

$$k_a = \frac{1}{W_{\text{tot}}} * \left\{ \sum_{l=1}^m \left(W_{\text{mp}}(l) * k(l) \right) \right\} \quad (3.4)$$

missä

t = keskimääräinen keskeytysaika vuodessa

k_a = keskimääräinen keskeytysmäärä vuodessa

$ka_{mp}(i, l)$ = keskeytyksen kesto aika johtuen viasta i , sähköasemalla l

$k(l)$ = keskeytysten määrä sähköasemalla l

n = keskeytysten määrä

m = sähköasemien määrä

$W_{mp}(l)$ = sähköaseman l vuotuinen energia

W_{tot} = koko sähköverkon vuotuinen energia

Lisäksi käytössä on seuraavat indeksit, joita ei ole painotettu energialla:

- Odottamattomien keskeytysten määrä pienjänniteverkossa
- Odottamattomien keskeytysten määrä keskijänniteverkossa

Luotettavuuden tunnusluvut ovat seurausta jakeluverkon komponenttien vioista, korjauksista sekä uudelleensyötöistä. Tämän takia ne ovat luonteeltaan satunnaisia tapauksia ja niitä voidaan tarkastella todennäköisyyslaskennan avulla. Tunnuslukujen käytössä on huomattava, että ne antavat tietoa vain tietyn alueen luotettavuudesta, mutta tämä tieto ei kuvaa koko järjestelmän luotettavuutta.

Luotettavuutta kuvaavien tunnuslukujen määrittämisessä esiintyville pika- ja aikajälleenkytkennöille ei ole laskentakaavoja, sillä kyseiset termit saadaan suoraan tilastoista. Erityisesti pikajälleenkytkentöjen aiheuttamaa haittaa voi olla vaikea arvioida, sillä toimenpiteen tarkoitus on suojata verkkoa pysyville vioilta. Tällöin järjestelmän toimintavarmuuden kannalta ei ole mielekästä vähentää pikajälleenkytkentöjä jos samalla vikatilanteet lisääntyvät. Lisäksi suurin osa jälleenkytkennöistä tapahtuu yöaikaan, jolloin haitta on pienempi. [2]

Luotettavuuden tunnusluvuilla saadaan selville verkkoyhtiöille aiheutuneita viankorjauskustannuksia ja asiakkaille aiheutuneita haittoja kulutusryhmän mukaan. Haitat voivat olla tuotannon menetystä tai koneiden sammumisia.[5] Vikatapauksista saadut tunnusluvut kertovat yleensä vain tietoa komponenttien vikaantumisista eivätkä kerro mitään yksittäisen komponentin luotettavuudesta. Toisaalta keskeytyskustannusten avulla voidaan määrittää tietyn kulutuspisteen luotettavuus, jos alueen keskeytyskustannukset tunnetaan.[6]

Uutena indeksinä on otettu käyttöön vuonna 2006 tullut CDI-indeksi (Customer Dissatisfaction Index), jonka tavoitteena on kuvata, kuinka häiritseväksi asiakkaat kokevat keskeytysten määrät ja kestot. Tällöin mitä enemmän ja pitempiä keskeytyksiä asiakas kokee, sitä nopeammin hän pitää sähkön laatua riittämättömänä. KAH-malliin verrattuna CDI ottaa huomioon keskeytysten tilastollisen luonteen kun KAH huomioi jokaisen keskeytyksen.[5]

Perinteisillä luotettavuuden tunnusluvuilla (SAIFI, SAIDI, CAIDI jne.) on kuitenkin ongelmia. Ongelmat aiheutuvat siitä, että tunnusluvut ovat yleensä keskiarvostettuja, jol-

loin yhden komponentin luotettavuuden heikkeneminen ei välttämättä näy käyttövarmuudessa. Toinen ongelma liittyy kunnossapidon näkymättömyyteen tunnusluvuissa. Tällöin suoritettu investointi ei välttämättä näy luotettavuuden parantumisena.[5; 8]

Luotettavuuden kehitystä valvoo Suomessa Energiamarkkinavirasto, jolle jokaisen verkkoyhtiön tulee toimittaa vuosittaiset tunnusluvut toiminnastaan. Tämän avulla voidaan arvioida eri verkkoyhtiöiden onnistumista oman luotettavuutensa kehityksessä. [5] Uusissa ohjeissa tilastointia muutetaan kuitenkin sen verran, että keskeytystilastointi suoritettaisiin muuntopiirikohtaisesti ja lajiteltaisiin järkevällä tavalla. Tästä olisi se hyöty, että suurhäiriöiden aiheuttamat keskeytykset erottuisivat nykyistä helpommin. Muuntopiireittäin saatavaa keskeytyslaskentaa varten tulee tietää muuntopiirin vuosienergia sekä asiakasmäärä, odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut kokonaismäärä- ja aika, suunniteltujen keskeytysten määrä ja aika sekä onnistuneiden pika- ja aikajälleenkytkentöjen määrä vuodessa. [2]

Keskijänniteverkon vioista saatavat keskeytysmäärät saadaan nykyisellään suhteellisen helposti mutta pienjänniteverkon vikamäärien selvittämiseen tarvitaan muita keinoja. Ratkaisuna voi tällöin olla esimerkiksi kaukoluettavien mittarien asennus asiakkaiden kuluspisteisiin, kuten esimerkiksi Elenia (aikaisemmin Vattenfall) on tehnyt. Nykyisiin mittareihin on suhteellisen helppo integroida sähkön laadun mittaus tai ainakin keskeytysten laskentaominaisuus. Tämä ominaisuus voisi ainakin alussa olla vain yhdessä muuntopiirin mittarissa. Samalla keskeytystilastoinnin luotettavuus lisääntyy. Lisäksi suurilla volyyymeilla mittareihin voidaan integroida uusi ominaisuuksia ja hinta laskee. [2]

3.6 Sähköntoimituksen arvo

Luotettavuuden kehityksen ja asiakkaiden mielipiteiden välistä suhdetta voi olla vaikea arvioida pelkällä tutkimuksella, sillä asiakkaille sähköttömyydestä aiheutuva haitta on yleensä suurempi kuin itse sähkön arvo [4]. Sen sijaan haluttaessa tietää tarkka haitan arvo käytetään epäsuoria kysymyksiä selvitettyä luotettavuuden rahallista arvoa. Tämä tehdään sen takia, koska asiakkaan kokemaan sähköntoimituksen arvoon vaikuttaa tuotannosta saadun rahallisen hyödykkeen lisäksi asiakkaan sosiaalis-ekonomiset tarpeet. Lisäksi toisien asiakkaiden kokemaa arvon menetystä voi olla vaikea arvioida, jos heillä ei ole paljon kokemusta sähkökatkoista. Erityisesti voidaan tehdä kyselyjä vaikka yksityisille asukkaille, joilta voidaan kysyä suoraan heidän halukkuuttaan maksaa paremmasta luotettavuudesta (Willingness To Pay, WTP) ja toisaalta heidän halukkuudestaan hyväksyä keskeytykset (Willingness To Accept, WTA).[2; 6]

Määritettäessä asiakkaan kokemaa haittaa sähkönjakelun keskeytyksessä voidaan käyttää eri menetelmiä, jotka voidaan jakaa kolmeen pääalueeseen: epäsuorat laskentamenetelmät, case-tutkimukset ja asiakasseurannat. Epäsuorat laskentamenetelmät ennustavat keskeytyskustannuksia tekemällä johtopäätöksiä esimerkiksi menetetyistä tuotannosta. Case-tutkimukset ovat yleensä oikeita keskeytystilanteista muodostettuja tilanteita,

enimmäkseen laajoista keskeytyksistä. Asiakaskyselyt pohjautuvat kyselyihin asiakailta, jotka ovat saaneet itse määritellä keskeytyksestä aiheutuneet haitat, kun keskeytys tapahtuu tiettyyn aikaan tiettynä vuodenaikana. Epäsuorien laskentamenetelmien vahvuus on siinä, että tarvittavat tiedot löytyvät yleensä muista lähteistä. Tulokset ovat kuitenkin hyvin yleistäviä. Case-tutkimusten hyvä puoli perustuu todenmukaisuuteen, mutta käyttökelpoisuus on vain laajojen häiriöiden kohdalla. Asiakaskyselyiden vahvuus perustuu ajatukseen ”Asiakas on aina oikeassa” eli asiakaslähtöiseen ajatteluun. Asiakaskyselyissä voidaan käyttää vielä kolmea eri lähestymistapaa:

- suorien kustannusten määrittämistä
- valmistavien toimenpiteiden suorittamista, jossa vastaajat voivat valita listasta toimenpiteitä, jotka pienentävät koettua haittaa
- hintaan perustuvaa (WTP ja WTA) määrittämistä

WTP:n ja WTA:n tarkoitus on muodostaa arvio halusta maksaa tai saada korvausta sähkön luotettavuuden parantuessa/heikentyessä. Tutkimuksissa [6] saadut tulokset kuitenkin kertovat, että sähkömarkkinat eivät toimi kuten normaalit markkinat. Halu maksaa paremmasta sähköstä on alhaisempi kuin haluttava korvaus keskeytyksestä.

Asiakkaiden näkökulmasta sähkökatkojen merkitys voi kuitenkin vaihdella hyvinkin voimakkaasti. Toisille asiakkaille muutaman päivän sähkökatko ei merkitse välttämättä mitään mutta toisille jo pienikin katko tuottaa merkittävän haitan. Haastatelluista henkilöistä kuitenkin suurin osa koki keskeytykset normaaliksi. [2]

3.7 Luotettavuuden parantamissuunnitelmat

Sähköverkon suunnittelussa käytetty aikajana on pitkä, kestoältään jopa useita kymmeniä vuosia. Suunnittelusta saatava tieto voidaan jakaa kahteen luokkaan. Ensimmäisenä tulevat pitkäkestoiset toimintavaihtoehdot, jonka jälkeen saadaan tieto heti toteutettavissa olevista suunnitelmista. Käytännössä verkon kehittämisessä on monia eri vaihtoehtoja, joista voidaan valita kuhunkin tarpeeseen sopiva vaihtoehto. Taulukossa on esitetty eri toimintojen vaikutukset vikojen määrään ja kestoikään. Varsinaisesti varavoimaa ja yhteistyötä muiden organisaatioiden kanssa ei voida katsoa luotettavuutta korjaavaksi toimenpiteeksi, sillä nämä toiminnot ovat osa normaalia toimintaa. Varavoiman kohdalla luotettavuus tulee ajankohtaiseksi vain suurhäiriöriskin kohdalla.

Taulukko 3.2 Eri tekniikoiden vaikutus vikojen määrään ja kestoaikaan (↗↗ tilanne paranee merkittävästi, ↗ paranee hieman, - ei vaikutusta)[2]

	Pysyvien vikojen määrä		Pysyvien vikojen kesto/as.	Työ-keskeytykset/as.	Jälleen-kytkentöjen määrä/as.
	Absoluut-tisesti	kpl/as			
Kevyet sähköasemat	-	↗↗	↗	-	↗↗
Kaapelointi (keski- ja pien-jänniteverkot)	↗↗	↗↗	-	-	↗↗
PAS-johdot	↗	↗	-	-	↗
Tienvarteen rakentaminen	↗	↗	↗	-	↗
1000 V sähköjakelu	↗	↗↗	-	-	↗↗
Pylväskatkaisijat	-	↗↗	-	-	↗↗
Kauko-ohjattavat erottimet	-	-	↗↗	-	-
Varayhteydet	-	-	↗↗	↗↗	-
Valvomoautomaatio	(↗)	(↗)	↗↗	↗	-
Maasulkuvirtojen sammutus	-	-	-	-	↗↗
Varavoima	-	-	↗	↗↗	-
Yhteistyö	↗	↗	↗	-	-

Kehityssuunnitelmilla voidaan käytännössä parantaa verkon käyttövarmuutta sekä toimitusvarmuutta. Lisäksi tällöin myös luotettavuus parantuu. Kuitenkaan luotettavuuden ollessa heikko, kunnossapidon jatkuvalla kohdentamisella ei välttämättä saavuteta riittävää tasoa luotettavuudelle vaan on tehtävä strategisia ratkaisuja verkon kehittämisen kannalta. Tällaisia esimerkkejä ovat päätökset siirtyä laajaan keskijänniteverkon kaapelointiin, puistomuuntamoiden tietoinen valinta sekä välikatkaisijoiden lisääminen verkon kriittisiin pisteisiin.

Päätettäessä verkon kunnossapidon tai verkonosan uusimisen välillä on tärkeää laskea päätöksestä saadut kustannussäästöt. Kunnossapidolla voidaan saavuttaa lyhytaikaisia kustannussäästöjä verrattuna olemassa olevan vaihtoehdon korvaamiseen suunnitelmalla. Tässä tapauksessa tulee kuitenkin tehdä tarkat taloudellisuuslaskelmat, minkälainen vaihtoehto verkon kehittämiseksi valitaan. Asiaan vaikuttavat nykyisen verkon nykytila sekä käytettävissä olevat vaihtoehdot annetuissa investointirajoissa.

Kunnossapidon ja kehittämissuunnitelmien välistä vertailua voi helpottaa ajattelemalla asiaa siltä kannalta, että kunnossapidolla voidaan vain ennaltaehkäistä tai korjata joko tulevia tai olemassa olevia vikatilanteita. Verkostosuunnitteluun pohjautuvat kehittämissuunnitelmat ovat sen sijaan enemmän pitkän tähtäimen työkaluja ja soveltuvat tilanteisiin, joissa halutaan optimoida nykyinen verkkoratkaisu ja/tai kehittää nykyistä verkkoratkaisua.

Sähkönjakelun toimitusvarmuutta voidaan parantaa monilla eri tavoilla. Vikojen määrää voidaan pienentää lisäämällä maakaapelointia, siirtämällä avojohdot tienvarteen, lisäämällä rinnakkaisia katkaisijoita sekä lisäämällä kunnossapitoa. Lyhyitä vikoja voidaan edelleen pienentää PAS-johdoilla, maasulun sammutuksella ja ylijännitesuojien lisäämisellä. Seuraavassa hieman tarkemmin vikojen määrää vähentävistä tekniikoista. [5]

Näistä tekniikoista käyttövarmuuden parantamiseksi kaikkein tuottavimmat ratkaisut ovat laaja keskijänniteverkon kaapelointi. Sen sijaan pienjänniteverkon kaapeloinnilla ei saavuteta merkittäviä hyötyjä. Kaapelointi on kuitenkin aikaa vievää, joten haluttaessa nopeampia ratkaisuja käyttövarmuuden parantamisessa vaihtoehtona on automaation lisääminen (maastokatkaisijat, erotinautomaatio ja kevyet sähköasemat). Suurhäiriöriskin kannalta automaation lisäämisellä ei ole vaikutusta. Käytännössä vain pienjänniteverkon laaja kaapelointi lisää tällöin verkon käyttövarmuutta. [5]

Verkon näkökulmasta suunnitteluun otetaan huomioon ne verkon alueet, joiden luotettavuuden parantaminen lisää koko verkon luotettavuutta. Tällöin kohteena voi olla lähellä taajamaa olevan verkon alkuosan ilmajohdon korvaaminen maakaapelilla tai erottamalla avojohtoalueen omaksi suojausalueeksi verkostoautomaatiolla. Toinen vaihtoehto on lisätä varayhteys loppuverkon asiakkaille ja lisätä kauko-ohjattuja erottimia vika-alttiille verkonosalle. [5]

Erityistä huomiota on kuitenkin kiinnitettävä käytettyyn strategiaan. Lisääntynyt maakaapelointi yhdessä verkostoautomaation kanssa ei välttämättä ole paras mahdollinen kombinaatio, sillä investointivaihtoehdot eivät välttämättä ole riippumattomia toisistaan. Useimmiten kuitenkin eri vaihtoehtojen yhdistäminen tuottaa parhaimman lopputuloksen.[5]

Toimitusvarmuuden parantamisen kohdalla pitää kuitenkin olla järkevä, sillä kasvava luotettavuuden parantaminen ja lisäinvestointien kasvu voi johtaa tariffimaksujen nousemiseen.

3.7.1 Kevyet sähköasemat ja kevyet 110 kV johtorakenteet

Yllä olevista tekniikoista kevyiden sähköasemien rakentamisella saavutetaan parantunut luotettavuus jakamalla syöttöalueet pienempiin kokonaisuuksiin. Tällöin asemien rakennus on mahdollista sijoittaa myös luotettavuuden kannalta ongelmallisille alueille, joissa sähköaseman rakennus ei ole ollut aikaisemmin kannattavaa matalan kuormitustason takia.

3.7.2 Maakaapelointi

Maakaapelin käyttövarmuus on huomattavasti parempi kuin avojohtoratkaisuiden, mutta toisaalta vikojen paikannus ja korjaaminen on hidasta. Keskijänniteverkoissa tulee lisäksi ottaa huomioon maasulkuvirtojen kasvu ja varayhteyksien hyvä saatavuus vian korjauksen aikana. Uusien haarojen rakentaminen on vaikeaa, sillä kaapelin haarottamiseksi vaaditaan aina jakokaappi tai keskijännitteillä ns. RMU (Ring Main Unit). Erityisesti suurhäiriöriskin aikaiset laajat käyttökatkot voidaan estää kokonaan vain käyttämällä kaapelointia. Kaapeloinnin yleistymisen esteenä ovat kaapeloinnin korkeat asennuskustannukset. Tämä perustuu siihen, että yleensä suurin osa kaapeloinnista tehdään kaivamalla vaikkakin auraus yleistyy nopeasti. Toinen syy vähäiselle kaapelointiasteelle ovat kaapeleiden suuret investointikustannukset. [2]

3.7.3 Päällystetyt avojohdot (PAS)

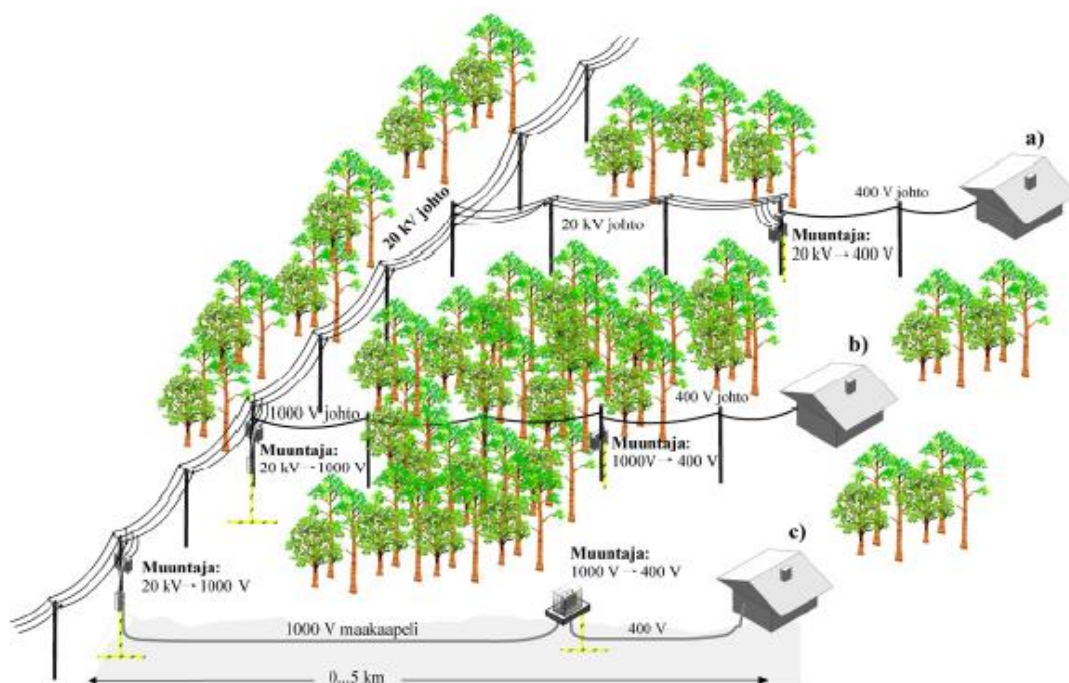
Päällystettyjen avojohdojen (PAS) käytöllä voidaan ehkäistä eläinten ja roskien aiheuttamia PJK- ja AJK-toimintoja. Lisäksi puut voivat nojata vähän aikaa johdolle aiheuttamatta maasulkua. Päällystys mahdollistaa lisäksi kapeammat johtokadut aiheuttamatta oikosulkua, vaikka johtimet osuisivat jossain tilanteessa toisiinsa. Johdoilla makaavien puiden poistamisessa tulee kuitenkin pitää kiirettä, sillä puu aiheuttaa eristeen takia suuri impedanssisen maasulun, jota voi olla vaikea havaita suojarieillä. Samaan aikaan askel- ja kosketusjännitteet voivat nousta vaaralliselle tasolle. Toiseksi johtimen pinnalla oleva eriste kuluu makaavan puun myötä pois, josta aiheutuu välitön maasulku. PAS-johdot tulisikin tarkastaa aina isojen myrskyjen jälkeen, jottei maasulkutilanteita pääsisi kehittymään. Ratkaisuna tähän ongelmaan on kehitetty erilaisia osittaispurkausmittareita, joita voidaan asentaa PAS-johdojen läheisyyteen havaitsemaan johdoille kaatuneet puut. PAS-johdojen käyttöalue rajoittuu yleensä sähköasemien läheistyvyyteen ja hankaliin käyttöpaikkoihin.[2]

3.7.4 Tienvarteen rakennus

Tienvarteen rakentaminen ei perinteisesti ole ollut vallitseva tapa verkkoyhtiöissä. Nykyään kuitenkin sähköjakelun luotettavuus on ensisijainen asia ja myös asiakkaat ja tienhoidosta vastaavat yhtiöt ovat ymmärtäneet tämän. Tienvarteen siirron seurauksena verkon käyttövarmuus ja luotettavuus paranee huomattavasti. Keskimääräisesti verkon vika- ja korjausajan pienenee noin puolella näillä johto-osuuksilla. Lisäksi huoltotoimenpiteet helpottuvat, kun kalusto ja henkilöt saadaan siirrettyä nopeammin vikapaikalle, jolloin myös vika-aika pienenee. Asiakkaiden kannalta tienvarteen rakennettavat johdot ovat parempi vaihtoehto, sillä asutus ja kulutus ovat keskittyneet tienvarsien läheisyyteen. Metsään rakennus ei ole enää myöskään kustannuksiltaan edullisempaa verrattuna tievarteen rakentamiselle, sillä maanomistajat eivät mielellään kaadeta puita mailtaan sähköjohdon takia. Johtopituudet eivät merkittävästi kasva ja ratkaisu on lisäksi luonnon kannalta parempi, kun valmiiksi raivattu reitti on valmiina.

3.7.5 1000 V sähköjakelu

1000 V pienjännitesähköjakelu on kannattava keino luotettavuuden parantamiseksi, sillä jokainen tällä tekniikalla toteutettu alue muodostaa oman suojausalueensa. Tällöin viikaantunut johtoalue ei vaikuta keskijänniteverkkoon millään lailla. Kustannuksiltaan 1000 V sähköjakelussa ei tule johdinten kohdalla kustannuksia, vaan johtoina voidaan käyttää suurimmaksi osaksi olemassa olevia AMKA-johtoja. Etuna tavalliseen 400 V jakeluun, jossa tavallisesti maksimipituus muuntajalta asiakkaalle on noin 1 km, 1 kV jakelussa siirtomatkat ovat 1-5 km pitkiä. Käyttökohteiltaan 1000 V jakelutekniikkaa voitaisiin soveltaa nykyisin noin kolmasosassa nykyistä keskijänniteverkkoa. Kyseisellä tekniikalla korvattavat johto-osuudet voisivat ilmajohtoverkossa olla siirtoteholtaan alle 60 kW ja maakaapeliverkossa alle 100 kW.

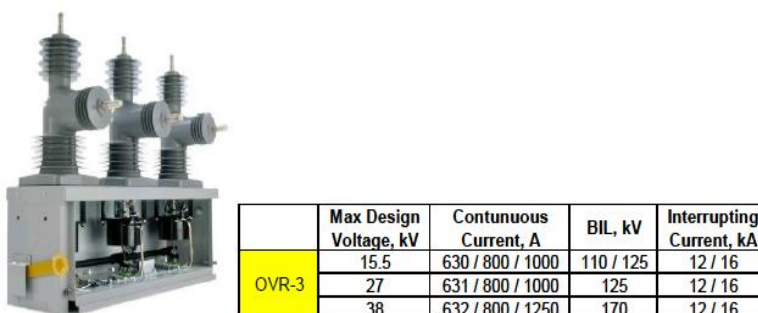


Kuva 3.5 1000 V sähköjakelujärjestelmä. [2]

Erityisesti 1000 V jakelujärjestelmä tulee käyttökelpoiseksi uudiskohteissa, joissa tekniikalla voidaan korvata joko uuden keskijännitejohdon rakennus, muuntopiirin rakennus tai raskasta kuormaa kestävä johdon rakennus. Verkon saneerauskohteissa 1kV:n jakelu on yksi vakavasti harkittava vaihtoehto varsinkin, jos kyseessä on koko johto-osuuden uusiminen. Myös harkittaessa maastokatkaisijan hankkimista, 1000 V järjestelmä on kustannustehokas vaikkakin vain keskeytyskustannusten kohdalla. Maakaapeliverkon osalta 1 kV jakelujärjestelmä on investointikustannuksiltaan noin 50 % verrattuna keskijännitemaakaapelin kustannuksiin.

3.7.6 Pylväskatkaisimet

Pylväskatkaisimen rakenne on samanlainen kuin tavallisella katkaisijalla, mutta se on varustettu suojareleellä ja kauko-ohjauksella. Asiakkaan näkökulmasta pylväskatkaisimen asennuksella voidaan saavuttaa merkittäviä hyötyjä vikojen kokonaismäärässä ja ajassa. Tämä on kuitenkin riippuvaista katkaisimen asennuspaikasta eli kuinka suuri verkkopi-tuus katkaisimen taakse jää. Asiaan vaikuttaa lisäksi ennen katkaisijaa olevien asiakkai-den määrä ja tyyppi. Kauko-ohjattavan pylväskatkaisijan investointikustannus on noin 16 000 €. Kuvassa on esitetty tyypillinen pylväskatkaisija.



Kuva 3.6 Tyypillinen keskijänniteverkoissa käytettävä pylväskatkaisija [2]

3.7.7 Kauko-ohjattavat erottimet

Kauko-ohjattavilla erottimilla ei voida vaikuttaa keskeytysten määrään mutta sen sijaan asiakkaiden kokemaa vika-aikaa voidaan lyhentää. Vika-ajan pienentyminen on seurausta kytkentäajan nopeutumisesta. Kytkentäajan nopeutumisen seurauksena sähköttömien asiakkaiden määrä pienenee nopeasti alkuperäisestä, kun vikapaikka saadaan rajattua kauko-ohjatuilla erottimilla kahden erottimen rajaamalle vyöhykkeelle. Ero kytkentäajoissa on tyypillisesti noin kymmenkertainen kauko-ohjatun erottimen hyväksi. Kauko-ohjattujen erottimien käytön toinen hyöty näkyy verkon tehokkaammassa hyödynnettävyydessä erityisesti varayhteyksien nopean saatavuuden muodossa. Täyden hyödyn saamiseksi kauko-ohjattuja erottimia asennetaan verkon risteyskohtiin, jolloin vaadittava kauko-ohjaus voidaan toteuttaa kaikille erottimille yhteisellä ohjausyksiköllä. Samalla investointikustannukset pienenevät. Toinen sijoituspaikka ovat jakorajat, jolloin varayhteyksien kyt-keminen tapahtuu nopeasti. [2]

Kauko-ohjattu erotinyksikkö koostuu erotinyksiköstä, ohjausvarsista, ohjausvarsien liikuttamiseen tarvittavista moottoreista, ohjauselektronikasta, radio-osasta sekä anten-nista. Kauko-ohjatun erotinaseman investointikustannukset ovat noin 13 000-34 000 € riippuen erotinten määrästä. Kuvassa 3.7 on tyypillinen erotinaseman sijoituspaikka, joka sijaitsee verkon risteyskohdassa.



Kuva 3.7 Kauko-ohjattu erotinasema [2].

3.7.8 Varayhteydet

Varayhteyksien rakentamisella verkon ongelmallisiin kohtiin voidaan vaikuttaa vika-aikojen pienentämiseen. Käytännössä tämä on tavallinen verkon rakennustapa, jossa kukin johtolähtö on silmukoitu rengaskäyttöiseksi jonkin toisen johtolähdön avulla. Varasyötöyhteyksiä voidaan rakentaa myös naapuriverkkoihin, jolloin saadaan parantunut toimitusvarmuus suurhäiriötilanteissa. Toisaalta varayhteys tarkoittaa normaalitilanteessa vain ylimääräistä johto-osaa, joka ei ole taloudellisesti kannattavaa. Sähkön laadun kannalta varayhteyksien rakentaminen on ongelmallista, sillä jännitteenalenema kasvaa lisääntyneen johtopituuden myötä. Tästä syystä verkon jännitteenaleneman vaatimukset tulisikin miettiä uudestaan.

Suurhäiriöriskin kohdalla varayhteydet tulevat kannattaviksi, jos erityisesti sähköasema vikaantuu ja yksi tai useampi syöttöjohto jää sähköttömäksi. Kyseisissä tapauksissa sähköttömien asiakkaiden määrä on niin suuri, että varayhteyksien rakentamisessa syntyneet kustannukset ovat pienemmät kuin asiakkaille korvattava haitta sähköttömyydestä.

Varayhteyksistä saatava hyöty ei kuitenkaan tule automaattisesti vaan tehokkaan käytön edellytyksenä on verkostoautomaation ja käyttötoiminnan samanaikainen toiminta. Tämän seurauksena varayhteydet tuleekin kytkeä verkkoon kauko-ohjatuilla erottimilla, jolloin vian erottamisen jälkeen sähkön palautus voidaan tehdä nopeasti. [2]

3.7.9 Valvomoautomaatio

Käytäntökijärjestelmissä on nykyisellään integroituna ominaisuus, jonka avulla voidaan laskea varayhteyksien käyttömahdollisuudet annetuille vaatimuksille. Vikatilanteissa vikapaikan laskemiseksi voidaan käyttää suojareleiden antamia tietoja vian aiheuttamasta vikavirrasta, vikatyypistä sekä vian suuruudesta ja sijainnista suhteessa releeseen. Tämä

edellyttää, että sähköasemilla on käytössään mikroprosessoripohjainen suojarele, joka kykenee edellä mainittujen suureiden mittaamiseen. Vikojen paikannuksessa voidaan käyttää apuna vianilmaisimia, jotka havahtuvat vikavirran kulkiessa ilmaisimen läpi. Vianilmaisimia voidaan käyttää joko paikallisesti tai kaukoluettavasti. Kaukoluettavien vianilmaisinten hyötynä on maasulun nopea paikannus ja vikapaikan nopea tunnistus. [2]

3.7.10 Maasulkuvirran sammutus

Maasulkuvirta aiheuttaa vikapaikassaan vikavirtaan ja maadoitusresistanssiin verrannollisen maadoitusjännitteen, josta voi muodostua ihmisille ja eläimille vaaratilanteita kosketus- ja askeljännitteinä. Suomessa maadoitusjännitteen suuruus on ongelma maaperän huonon johtavuuden takia, sillä maadoitusresistanssi voi olla muutamia kymmeniä ohmeja, jonka vuoksi keskijänniteverkkoa käytetäänkin maasta erotettuna. Maasta erotetun verkon hyötynä ovat pienet maasulkuvirrat, jolloin maadoitusjännitteet täyttävät sähköturvallisuusmääräykset.

Vaikeissa maadoitusolosuhteissa maadoitusjännitettä tulee pienentää joko lisäämällä kuparia tai käyttämällä joko hajautettua tai keskitettyä maasulkuvirran sammutusta. Keskitetyssä kompensoinnissa käytetään sähköasemilla 20 kV verkon tähtipisteessä sammutuskuristinta. Hajautetussa kompensoinnissa käytetään maadoitusmuuntajia, joiden tähtipisteen ja maan väliin kytketään induktanssi kompensoimaan vikavirtaa.

Maadoitusjännitteiden pienentymisen lisäksi maasuluista aiheutuvat relettoiminnot vähenevät ja osa valokaarimaasuluista sammuu itsestään. Samalla jälleenkytkentöjen määrä pienenee. Käytännössä maakaapeliverkossa sammutus on välttämätön maakaapeleiden lisäämän maasulkuvirran takia.[2]

3.7.11 Varavoima

Hyvin harvinaiset vikatilanteet, kuten päämuuntajan rikkoutuminen, aiheuttaa aina pitkän katkoksen sähkönjakelussa. Tällaisissa tapauksissa mikään tavallinen keino ei auta sähkönjakelun palauttamisessa. Tällöin voidaan kuitenkin käyttää varavoimaa ja kompensointilaitteita. Kyseisten vaihtoehtojen käyttö tulee tarpeelliseksi tapauksissa, joissa asiakkaat ovat hyvin riippuvaisia sähkönsaannista.

Varavoimaa voidaan lisätä siirtämällä varavoimakone joko häiriöalueella olevalle sähköasemalle tai suoraan 20 kV johdolle. Varavoimalla saatava teho on kuitenkin pieni verrattuna normaaliin verkon siirtotehoon, mutta paikallisesti tehotarve voidaan saada katettua. Toinen vaihtoehto varavoimakoneille ovat akut, jotka nykyisillä ratkaisuilla eivät kuitenkaan ole realistinen vaihtoehto.

Verkkoyhtiöiden kannalta varavoimakoneiden hankinta ja investoinneista aiheutuneiden kustannusten kohdistaminen on ongelmallista. Varavoimakoneiden hankinta tuleeikin käytännössä kyseeseen kriittisten asiakkaiden kohdalla, mutta ongelmaksi jää investoinnista aiheutuneiden kulujen kohdistaminen. Normaalissa tapauksessa parhainta olisikin, jos asiakas hoitaisi itse varavoiman hankinnan verkkoyhtiön sijaan.[2]

3.7.12 Yhteistyö sidosryhmien kanssa

Suurin osa jakeluverkon vioista aiheutuu avojohtoverkolle kaatuvien puiden aiheuttamista katkoksista, joita voidaan vähentää tehokkaalla raivauksella. Eniten vikoja aiheutuu erityisesti nuorista koivuista, jotka taipuvat helpoiten linjojen päälle. Paras keino hoitaa johtokadun raivaus on se, että raivaus suoritetaan helikopterilla, johon on kiinnitetty moottorisaha.

Yhteistyö eri metsänhoitoyhdistysten kanssa on myös toimiva tapa vähentää johdoille kaatuvien puiden määrää. Toinen ryhmä ovat metsäkoneyrittäjät. Monitoimikoneilla tehtävät hakkuut ovat yleisin tapa harventaa, jolloin riski katkoksille on olemassa. Varsinkin yöaikaan tapahtuvat vahingot ovat suuri riski.

Taajamissa kaivutyöt aiheuttavat suurimman osan keskeytyksistä, koska verkko on suurimmaksi osaksi kaapeloitu. Kaapeliverkossa tapahtuvia vikoja voidaan pienentää yhteistyöllä alueen kaivutöistä vastaavien yritysten kanssa. Tällöin yritykset edellytetään ottamaan yhteyttä sähkölaitokseen ennen kaivuun aloittamista.

3.8 Ohjelmistojen käyttö luotettavuuden parantamisessa

Ohjelmistojen käyttö luotettavuuden arvioinnissa perustuu erilaisiin matemaattisiin malleihin, jotka kuvaavat verkon komponentteja sekä niiden käyttäytymistä olosuhteiden muuttuessa. Käytettävissä oleva tieto pohjautuu verkkotietojärjestelmistä sekä muista tietojärjestelmistä saatuihin tietoihin. Apuna ohjelmistojen laskennassa voidaan käyttää ns. Monte Carlo- menetelmää, joka ei ole varsinainen laskentatyökalu. Monte Carlo- menetelmä perustuu tavalliseen ehtorakenteeseen, joka käy verkkokuvaa läpi kronologisessa järjestyksessä. Kullakin simulaatiokerralla verkkoon aiheutuvat viat generoituvat sattumanvaraisesti kuten oikeissakin tilanteissa ja järjestelmä reagoi vikoihin. Simulointimallien ominaisuuksiin kuuluu sähkökatkojen, korjausten ja erilaisten käytäntöjen huomioiminen. Tämän laskentatyökalun huonona puolena voidaan sanoa suuri laskenta-ajan tarve ja korvaavan menetelmän, kuten matemaattisen mallin käyttö.

Tärkeimmät sähköverkon komponentit, kuten johdot, kaapelit, muuntajat, katkaisijat ja erottimet tulee ottaa huomioon ja jokaiselle komponentille tulee laskea vikatilanteessa aiheutuva keskeytys. Lisäksi sekä luotettavuus että sijainti suhteessa syöttöpisteen ja asiakkaan välillä tulee huomioida. Yksi yleisesti käytetty oletus on, että yksittäisen komponentin toiminta ei ole riippuvainen muiden komponenttien toiminnasta. Säteittäisesti käytetyn verkon kannalta yhden komponentin vikaantuminen johtaa käytännössä aina jonkin pituiseen keskeytykseen, vaikka varayhteys olisikin olemassa.[6]

Luotettavuuden tarkastelussa on mahdollista käyttää erityisiä luotettavuuden laske- miseksi suunniteltuja laskentaohjelmistoja, jotka annetuilla parametreilla laskevat sekä olemassa olevia että suunnittelun alla olevia verkkoja. Yksi tällaisista sovelluksista on LuoVa (Luotettavuuspohjainen verkostanalyysi). LuoVa:n kehittämisen tarkoituksena oli mallintaa vikaantumistaajuudet eri komponenteille siten, että vikaantumiseen vaikuttavat kuormitustekijät otettiin huomioon. Lisäksi toinen vaatimus oli kerätä ensikäden

tietoa puutteellisista kokonaisuuksista ja tarkoituksena oli myöhemmin päivittää näitä tietoja. [6]

Verkko koostuu useista eri komponenteista, joiden vikaantuminen edelleen on eri vikakomponenttien summa. Näitä voivat olla lumi, tuuli, eläimet ja näihin vaikuttavat eri kuormitustekijät, kuten metsä, tienvarsi jne. Kokonaisvikaantumistaajuus voidaan määrittellä eri osakomponenttien summana [6]. Ennen laskennan suorittamista verkko jaetaan vyöhykkeisiin, jotka voidaan erottaa omiksi suojausalueiksi joko kauko- tai käsikäyttöisillä erottimilla tai välikatkaisijoilla. Vikaantumisesta aiheutuva keskeytyksen pituus riippuu kuormituspisteen sijainnista verkossa, jolloin vikavyöhykkeellä olevat kuormat kokevat koko vianaikaisen korjauksen mittaisen keskeytyksen ja muut kuormituspisteet vianerottamisen mittaisen keskeytyksen. Jälleenkytkentöjen tapauksessa koko lähtö kokee samanmittaisen keskeytyksen.

Sovelluksen avulla voidaan helposti nähdä verkon vika-alteimmat kohdat ja tehdä suunnitelmia toimitusvarmuuden parantamiseksi. Tutkimuksessa [5] saatujen tulosten mukaan jälleenkytkentöjen määrää ja keskeytysaikojen pituutta pystyttiin pienentämään suunnittelulla. Näistä tuloksista ei voitu kuitenkaan suoraan päätellä yksittäisen asiakkaan toimitusvarmuuden muutosta. Kustannusten kannalta tutkimuksessa saatiin parhaimmat tulokset kevyen sähköaseman tai välikatkaisijoiden lisäämisellä.

Erityisesti luotettavuuslaskentaan kehitetyt ohjelmat kuten ruotsalaisten RADPOW ja LuoVa:n pohjalta kehitetyt luotettavuuden tarkasteluun käytettävät työkalut ovat hyviä apukeinoja. Verkkotietojärjestelmiä tarjoavat yhtiöt kuten Tekla ja Tieto ovat kehittäneetkin omat luotettavuuspohjaiset työkalut. Teklan XPowerissa järjestelmä on nimeltään RNA (Reliability Network Analysis) ja Tiedon PowerGridissä järjestelmä on RAT (Reliability Analysis Tool). Kummallakin luotettavuuspohjaisella laskentaohjelmalla voidaan laskea keskeisimpiä tunnuslukuja ja investointiehdotuksia verkon osille. Ohjelmien ollessa graafisia toteutuksia, sovelluksesta saatava hyöty näkyy erityisesti erilaisten teemakarttojen tulosteina. Kartoista voidaan nähdä helposti, mitkä johtoalueet vaativat esimerkiksi uusimista. Sovellusten avulla voidaan tarkastella erilaisia vaihtoehtoja verkon uusimistarpeelle ja valita vaihtoehtoista sopivin kustannuksiltaan.

Kaukokäytettävien erotinasemien lisääminen solmupisteisiin on tehokas tapa pienentää vika-aikaa. Tällöin pitää kuitenkin löytää juuri oikeat paikat kauko-ohjatuille erotinasemille, sillä vain kriittisten kohteiden nopea vianerotus pienentää kustannuksia. Apuna optimoinnissa voidaan käyttää erilaisia ohjelmistoja. Perinteisesti yhtiöt ovat käyttäneet omia kokemuksiaan sekä heuristisia menetelmiä määrittäessään erottimien optimaalista määrää sekä niiden sijaintia verkossa. Näiden menetelmien ongelmana on kuitenkin rajoittuminen vain lokaalisiin ongelmiin.

Tutkimuksessa [9] käytetty ohjelma onkin suunniteltu juuri tähän tarkoitukseen. Ohjelma huomioi asiakkaalle toimittamatta jääneestä energiasta aiheutuneet kustannukset sekä erottimen investointi-, asennus- ja vuosittaiset käyttö- ja huoltokustannukset. Kaukokäytettävien erotinten sekä myös joissain tapauksissa maastokatkaisijoiden käytöllä voidaan pienentää vikapaikan etsintään kuluva aika sekä vikaantuneen alueen eristämiseen kuluva aika. Lisäksi syötön takaisinkytkentään kuluva aika pienenee sekä vian

takana että edessä olevilla vyöhykkeillä. Lisäksi niiden asiakkaiden määrä, jotka kokevat normaalisti koko vianaikaisen keskeytyksen, kokevat vain erottimen kytkentäajan mittaisen keskeytyksen.

Verrattuna aikaisempiin ohjelmiin, ohjelma kykenee automaattiseen optimointiin. Lisäksi julkaisussa [9] esitetty ohjelma pystyy käsittelemään erotinten valintaa laajemmalla tasolla huomioiden asiakkaalle aiheutuneet kustannukset. Asiakkaan kokemiin kustannuksiin vaikuttavat keskimääräinen vikataajuus, vikatilanteesta aiheutunut kuorman pudotus sekä asiakkaan vahinko-funktio. Vahinko-funktioon vaikuttavat asiakkaan tyyppi sekä aika, mikä kuluu jakelun palauttamiseen. Kyseisen ohjelman etuutena muihin samantapaisiin on se, että mallilla saadaan pienemmät asiakkaalle aiheutuneet kustannukset. Lisäksi erottimien sijaintipaikat ovat lähempänä suurimpia kulutuspisteitä, mikä kertoo mallin toimivuudesta.

3.9 Toimitusvarmuuskriteerit

Toimitusvarmuuskriteerit pohjautuvat sähkönjakeluverkoissa tapahtuviin kokonaiskeskeytyksiin ja lyhyiden keskeytysten (<3 min) määrään. Asiakkaat jaetaan samalla joko kaupunki, taajama tai maaseutuasiakkaisiin. Käytännössä toimitusvarmuuskriteerit tarkoittavat kuitenkin jakeluverkon suunnittelussa käytettyjä tavoitetasoja. Periaatteessa tavoitetasot pyritään saavuttamaan mutta kolmen vuoden aikana sallitaan yksi ylitys. Kriteereillä on kaksi kohdistavaa vaikutusta: ensimmäisessä vaiheessa suunnittelukriteerit vaikuttavat tavoitetasoihin mutta vaikutus on hyvin hidasta. Toisessa vaiheessa yleisesti saatavissa olevista tilastoista syntyy verkkoyhtiöiden välille kilpailua ja vertailua. Tällöin myös sähkömarkkina-alueilla olevat kehittämisvelvoitteet yhdessä muiden tunnuslukujen kanssa toimivat motiiveina verkkoyhtiöille.[5]

Toimitusvarmuuskriteeristön tavoitteita voidaan tarkastella tilastoinnilla. Käytännössä tämä tarkoittaa, että jokaiselle sähkönkäyttäjälle tulee antaa tieto heidän omassa liityntäpisteessään tapahtuneista keskeytyksistä. Tämä raportti toimitetaan yleensä osana normaalia raportointia. Lisäksi verkkoyhtiöt laativat tilastot, joissa näkyy kaikkien kyseisen verkkoyhtiön asiakkaiden kokonaiskeskeytysaika sekä lyhyet keskeytykset. Edellisten lisäksi verkkoyhtiöiden on ilmoitettava niiden asiakkaiden määrä, joiden kohdalla tavoitearvot ylittyivät kerran tai useammin. Toimitusvarmuuden määrittäminen eri alueille tapahtuu seuraavasti:

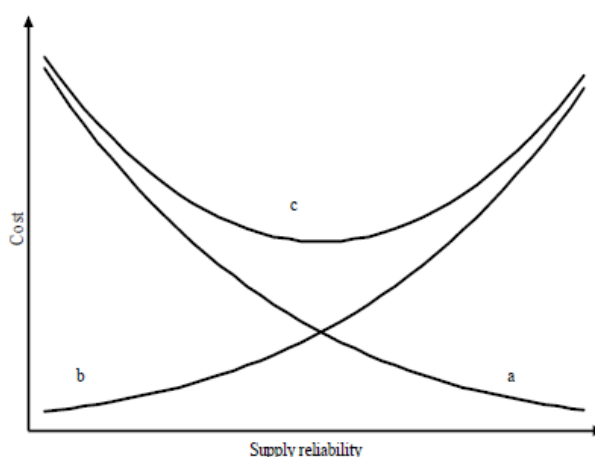
- Kaupunkialueella keskijänniteverkossa tapahtuva vika ei yksittäisen sähkönkäyttäjän näkökulmasta aiheuta koko vianaikaisen korjauksen kestävää keskeytystä vaan sähkönjakelu jatkuu vian erottamisen jälkeen.
- Taajamissa keskijänniteverkon viat aiheuttavat vian erottamisesta aiheutuvan keskeytyksen mutta erona kaupunkialueille, pienjännitepuolella sallitaan pidemmät keskeytysajat
- Maaseutualueella tavoitearvojen määrittäminen tapahtuu tarkastelemalla raja-arvojen ylitystä. Jos raja-arvot ylittyvät kahdesti tai useammin tarkastelujakson aikana niin toimitusvarmuutta ei ole saavutettu

4 VERKKOLIIKETOIMINTA JA VALVONTA

Verkkoliiketoiminnan ollessa vapaata tarvitaan yleensä ylempi viranomainen valvomaan toiminnan kohtuullisuutta. Tämän toimen hoitaa Suomessa Energiamarkkinavirasto, jonka tehtävänä on valvoa toimintaa sekä taloudellisessa että teknisessä mielessä. Taloudellisessa valvonnassa mielenkiinnon kohteena ovat verkkoliiketoiminnasta syntyvä voitto ja verkkoyhtiöiden toiminnan tehostaminen.

Verkkoliiketoiminnan vapautuessa toiminta sähkömarkkinoilla oli melko vapaata. Tämän takia melko pian otettiin käyttöön regulaatiomalli, joka edellyttää verkkoyhtiöitä jatkuvaan parantamiseen omassa toiminnassaan. Tämän lisäksi myös sijoittajat odottavat maksimituottoa omille rahoilleen. Seurauksena verkonhaltijan onkin luotava kumpaakin osapuolta tyydyttävä ratkaisu. Tämä saattaa kuulostaa monimutkaiselta toimintaympäristöltä mutta todellisuudessa se ei kuitenkaan ole sitä. [4; 6]

Sähkönjakelun monopolista aiheutuva regulaatio ohjaa verkkoyhtiöitä kehittämään toimintaansa sähkön luotettavaan jakeluun kohtuullisilla tariffeilla. Samaan aikaan kun verkko-operaattorin kustannukset verkon parantamiseksi kasvavat, asiakkaan kokemat keskeytyskustannukset pienenevät. Tämä voidaan nähdä myös kuvasta 4.1, missä käyrä a on asiakkaan keskeytyskustannukset, käyrä b operaattorin investointikustannukset ja käyrä c kokonaiskustannukset.



Kuva 4.1 Verkkoooperaattorin ja asiakkaan kustannukset. Käyrä a on asiakkaan keskeytyskustannukset, käyrä b operaattorin investointikustannukset ja käyrä c kokonaiskustannukset. [6]

Lähes joka Euroopan maassa käytössä olevat luotettavuuden tunnusluvut (SAIFI, SAIDI, jne.) tulee ilmoittaa valvovalle viranomaiselle ja edelleen viranomaisen päättää verkkoyhtiöiden tuotosta joko sakoilla tai kannustimilla.

4.1 Nykyinen valvontamalli

Verkkoyhtiöissä sallittu tuotto otettiin käyttöön vuonna 1995, jolloin se oli aluksi vain tapauskohtainen ja silloinkin se oli käytössä vain muutamilla verkkoyhtiöillä. Vasta vuonna 2005 EU:n toimesta otettiin käyttöön valvontamalli, jonka seurauksena Suomen Energiamarkkinavirasto (EMV) sitoutti jokaisen Suomessa toimivan verkkoyhtiön regulaatioon. Ennen vuotta 2005 regulaatiomallissa mukana ollut sähkön laadun seuranta osana tehokkuusarviointia jätettiin pois ensimmäisestä valvontakaudesta (2005–2007), koska laadun mukanaololla ei ollut käytännön merkitystä. Kuitenkin sähkön laadun seuranta otettiin mukaan toiseen valvontajaksoon (2008–2011), sillä se koettiin tärkeäksi. Periaate on, että sähkön laadun parantaminen on verkkoyhtiön velvollisuus unohtamatta verkon kunnossapitoa ja vahvistusta. [4; 6]

Toisen kauden valvontamalli perustui viranomaisen laskelmiin kunkin verkkoyhtiön kohdalla, jolloin viranomainen päätti oliko tuotto sallittua vai ei. Keskeytykset vaikuttivat valvontamallissa kolmessa eri kohtaa valvontamallia: tehokkuusmittauksessa, laatukannustimen ja operatiivisten kustannusten kautta. Tämän jälkeen kullekin verkkoyhtiölle lasketaan vuotuiset keskeytyskustannukset, joita verrataan aikaisempien vuosien 2005–2008 kustannuksiin. Näiden kustannusten erotuksesta 50 % tarkoittaa joko bonusta tai sanktiota. Bonus tai sanktio voi kuitenkin olla vain 10 % verkkoyhtiölle määritellystä sallitusta tuotosta. Operatiivisten kustannusten osalta jokaiselle verkkoyhtiölle on määrätty tehostamistavoitteen mukainen taso. Syntyvä sanktio tai bonus määräytyy toteutuneiden ja tehostamistavoitteissa määriteltujen operatiivisten kustannusten erona. [10]

Kolmannen kauden valvontamalli sijoittuu aikavälille 2012–2015 ja keskeisimmät erot verrattuna aikaisempiin valvontamalleihin löytyvät inflaatiokorjauksesta, sähköverkkoon sitoutuneen pääoman oikaisusta, kohtuullisesta tuottoasteesta ja tehostamiskustannuksesta. Näiden lisäksi myös laatukannustinta on parannettu ja valvontamenetelmiä on kehitetty lisäämällä investointi- ja innovaatiokannustin. Taloudellisista lähtökohdista verkkotoiminnan tuottojen ja kustannuksien lisäksi myös verkkotoiminnan rahoitusta on tarkistettu. [11]

Valvontamalli koostuu useista eri menetelmistä, jotka yhdessä antavat menetelmän, millä verkkoliiketoiminnan toiminnan kohtuullisuutta valvotaan. Liitteessä 1 on esitetty nykyisin käytetty valvontamalli ja keskeisimmät toiminnot. Kuvassa vasemmassa reunassa on verkon taseen oikaisuun ja kohtuullisen tuoton laskentaperiaate. Oikeassa reunassa on mallinnettu tuloslaskelman oikaisuun ja toteutuneen oikaistun tuloksen laskentaperiaatteet. Lisäksi toimintojen keskeisimmät laskentaperiaatteet on mallinnettu laskentaa varten.

Kohtuullisen tuoton ja toteutuneeseen oikaistuun tuoton laskentaan liittyy useita tekijöitä, joista tarkemmin päätöksessä [11]. Myös verkkotoimintaan sisältyvä pääoma tulee oikaista. Verkkoyhtiön kohtuullisen tuoton laskemista varten on laskettava ensin oma sitoutunut pääoma sekä kohtuullinen tuottoaste: [11]

1. Pääoman laskentaa varten verkon $NKA = \left(1 - \frac{\text{keski-ikä}_{t,i}}{\text{pitoaika}_i}\right) \times JHA_{t,i}$ (4.1)
2. Muu sähköverkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma tasearvossa (muut pysyvät vastaavat, vaihto-omaisuus ja myyntisaamiset).
3. Kohtuullinen tuottoaste sähköverkkotoimintaan sitoutuneelle oikaistulle pääomalle (reaalinen WACC).

$$WACC_{\text{post-tax}} = C_E \times \frac{70}{100} + C_D \times (1 - t_v) \times \frac{30}{100} \quad (4.2)$$

missä

$WACC_{\text{post-tax}}$ = pääoman painotettu keskikustannus eli reaalin kohtuullinen tuottoaste yhteisöverojen jälkeen

C_E = oman pääoman kustannus

C_D = korollisen vieraan pääoman kustannus

t_v = tarkasteluajanjaksolla voimassa oleva yhteisöverokanta

Näiden tunnuslukujen jälkeen voidaan laskea lopullinen kohtuullinen tuotto:

$$R_{k,\text{post-tax}} = WACC_{\text{post-tax}} \times (D + E) \quad (4.3)$$

missä

$R_{k,\text{post-tax}}$ = kohtuullinen tuotto yhteisöverojen jälkeen, euroa

$WACC_{\text{post-tax}}$ = reaalin kohtuullinen tuottoaste, prosenttia

D = korollisen vieraan pääoman oikaistu määrä, euroa

E = oman pääoman oikaistu määrä, euroa

$D + E$ = verkonhaltijan verkkotoimintaan sitoutunut oikaistu pääoma, euroa

4.1.1 Investointikannustin

Kolmannen valvontajakson valvontamallissa uutena lisäyksenä olevan investointikannustimen tarkoituksena on innostaa verkonhaltijaa kehittämään ja investoimaan verkkoon. Investointikannustin muodostuu kahdesta osasta: ensimmäinen osa on poistomenetelmä, jota käytetään toteutuneen oikaistun tuloksen laskennassa ja takauksena korvausinvestointien suorittamiseksi. Toinen osa koostuu verkonhaltijan investointitason ja voitonjakoluonteisten erien seurannasta.

Poistomenetelmässä huomioidaan sähköverkon haltijan jälleenhankinta-arvosta lasketut tasapoistot ja tuloslaskelman suunnitelman mukaiset poistot verkon hyödykkeistä sekä arvonalentumiset. Koko sähköverkon osalta voidaan muodostaa yksittäisten komponenttien tasapoistojen muodostama summapoisto kaavan 4.4 avulla.[11]

$$JHATP_t = \sum_{i=1}^n \left(\frac{JHA_{t,i}}{pitoaika_i} \right) \quad (4.4)$$

missä

$JHATP_t$	= verkon laskennallinen tasapoisto vuonna t
$JHA_{t,i}$	= verkkokomponentin i jälleenhankinta-arvo vuonna t vuoden t rahanarvossa
$pitoaika_i$	= verkkokomponentin i pitoaika

Suunnitelman mukaiset poistot sähköverkon hyödykkeistä otetaan mukaan oikaistun tuloksen laskennassa sovellettavassa investointikannustimessa. Arvonalentumiset käsitellään samalla tavalla kuten poistot.

Riittävän investointitason seuranta perustuu EMV:n vuosittaiseen seurantaan valvontajaksoilla. Seurannassa EMV raportoi vuosittain jälleenhankinta-arvosta laskettujen tasapoistojen ja tehtyjen korvausinvestointien suhdetta. Jos korvausinvestointien määrä ei ole riittävä verrattuna laskennallisiin tasapoistoihin, tuloksena on ns. korvausinvestointialijäämä. Korvausinvestointien ollessa laskennallista tasapoistoa isompi tuloksena on korvausinvestointiylijäämä.

Investointikannustimen vaikutus näkyy toteutunutta oikaistua tulosta laskettaessa, jossa eriytetystä tilinpäätöksen mukaisesta liikevoitosta vähennetään investointikannustin. Investointikannustimen vaikutus lasketaan vähentämällä verkonhaltijan sähköverkon oikaistusta jälleenhankinta-arvon tasapoistoista suunnitelman mukaiset poistot.

4.1.2 Laatumukannustin

Laatumukannustimen lähtökohtana on keskeytyskustannusten summan minimoiminen ja laatumukannustimessa tämä tapahtuu tarkastelemalla keskeytyksestä asiakkaille aiheutunutta haittaa ja sen arvostusta. Laatumukannustimen tarkoituksena on verkonhaltijoiden tukeminen ja ohjaaminen itseohjautuvassa laadun kehityksessä. Keskeinen laskentaperiaate on keskeytyskustannusten vuosittainen laskeminen. Vuosittaiset keskeytyskustannukset voidaan laskea oheisella kaavalla. Malli eroaa edellä esitetystä keskeytyskustannusten laskennasta asiakasryhmäkohtaisen jaottelun puuttumisella.

$$KAH_{t,k} = \left(\frac{KA_{odott,t} \times h_{E,odott} + KM_{odott,t} \times h_{W,odott} + KA_{suunn,t} \times h_{E,suunn} + KM_{suunn,t} \times h_{W,suunn} + AJK_t \times h_{AJK} + PJK_t \times h_{PJK}}{AJK_t \times h_{AJK} + PJK_t \times h_{PJK}} \right) \times \left(\frac{W_t}{T_t} \right) \times \left(\frac{KHI_{k-1}}{KHI_{2004}} \right) \quad (4.5)$$

missä

$KAH_{t,k}$	= verkonhaltijan laskennallinen sähköntoimituksen keskeytyksistä asiakkaille aiheutunut haitta vuonna t , vuoden k rahanarvossa, euroa
$KA_{odott,t}$	= keskimääräinen vuotuinen verkon odottamattomista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutunut vuosienenergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t , tuntia

$h_{E,odott}$	= asiakkaalle odottamattomista keskeytyksistä aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowattitunti
$KM_{odott,t}$	= vuotuinen verkon keskimääräinen odottamattomista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä asiakkaalle vuonna t , kappaletta
$h_{W,odott}$	= asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta odottamattomista keskeytyksistä vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
$KA_{suunn,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysaika vuonna t , tuntia
$h_{E,suunn}$	= suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowattitunti
$KM_{suunn,t}$	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon suunnitelluista keskeytyksistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t , kappaletta
$h_{W,suunn}$	= suunnitelluista keskeytyksistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
AJK_t	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon aikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t , kappaletta
h_{AJK}	= aikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
PJK_t	= asiakkaan keskimääräinen vuotuinen 1-70 kV verkon pikajälleenkytkennöistä aiheutunut vuosienergioilla painotettu keskeytysmäärä vuonna t , kappaletta
h_{PJK}	= pikajälleenkytkennöistä asiakkaalle aiheutuneen haitan hinta vuoden 2005 rahanarvossa, euroa/kilowatti
W_t	= verkonhaltijan verkosta 0,4 kV ja 1-70 kV jännitetasoilla asiakkaille luovutettu energiamäärä vuonna t , kilowattituntia
T_t	= vuoden t tuntien lukumäärä
KHI_{k-1}	= kuluttajahintaindeksi vuonna $k-1$
KHI_{2004}	= kuluttajahintaindeksi vuonna 2004

Laskentamallissa olevat haittojen hinnat eri keskeytystyypeille saadaan taulukosta 4.1

Taulukko 4.1. Keskeytyskustannusten aiheuttaman haitan laskennassa käytettävät hinnat vuoden 2005 rahanarvossa.

Odottomaton keskeytys $h_{E, odott}$ $h_{W, odott}$ €/kWh €/KW		Suunniteltu keskeytys $h_{E, suun}$ $h_{W, suun}$ €/kWh €/KW		Aikajälleenkyt- kentä h_{AJK} €/KW	Pikajälleenkytkentä h_{PIK} €/KW
11,0	1,1	6,8	0,5	1,1	0,55

Laatukannustimessa verrataan verkonhaltijan vuotuisia toteutuneita keskeytyskustannuksia vertailutasoon. Vertailutasona käytetään vuosien 2005–2010 toteutuneiden keskeytyskustannusten keskiarvoa, joka on korjattu kullekin valvontavuodelle.

Laatukannustin näkyy oikaistun tuloksen laskennassa siten, että liikevoitosta tai tappiosta vähennetään puolet keskeytyskustannusten vertailutason ja toteutuneiden keskeytyskustannusten välisestä erotuksesta. Erotukselle asetetaan raja-arvot, jottei liian suuri poikkeama aiheuta kohtuuttomia poikkeamia oikaistun tuloksen laskentaan. [11]

4.1.3 Tehostamiskannustin

Sähkömarkkinalain mukaisesti Energiamarkkinaviraston on kannustettava verkkoyhtiöitä omien toimintojensa tehostamiseen. Laissa määritellään ne tavoitteet, määrittämistavat sekä menetelmät, joiden avulla tehostamistavoitteita voidaan käyttää hinnoittelussa. Tehostamistavoitteen määrittäminen vaatii ensin tehostamispotentiaalin sekä tuottavuuden kasvumahdollisuuksien määrittämistä ennen toteutusta.

Tehokkuuden mittauksessa määritellään sekä yleinen että yritysکوhtainen tehostamistavoite. Yleisen tehostamistavoitteen merkitys on kannustaa kaikkia verkonhaltijoita, myös tehokkaita yhtiöitä, tehostamaan toimintaansa. Yrityskohtaisen tehostamistavoitteen merkitys on kannustaa tehottomiksi havaittuja yrityksiä tehostamaan toimintaansa. Tehostamiskannustin kullekin verkonhaltijalle muodostuu haltijakohtaisesta tehostamistavoitteesta sekä yksilöidyistä kohtuullisista tehostamiskustannuksista. Tehostamiskannustimen merkitys näkyy oikaistun tuloksen laskennassa. Tehokkuuden mittaamiseksi voidaan käyttää raportissa [11] tilatun selvityksen pohjalta StoNED menetelmää.

Yrityskohtainen tehostamistavoite määritellään yrityksen havaitun tehostamispotentiaalin mukaan. Toiminta on tehokasta, jos toimintaan käytetyt kustannukset ovat pienet suhteessa saatuihin tuotoksiin. Yrityskohtainen tehostamistavoite voidaan laskea raportissa esitetyllä tavalla. Tavoitteen muodostumiseen vaikuttavat kunkin yhtiön Energiamarkkinavirastolle vuosina 2005–2010 luovutetut tiedot. Näiden tietojen yksityiskohtaiset selvitykset löytyvät raportista. Yleinen tehostamistavoite on uudessa valvontamallissa selvityksen mukaan lähellä edellistä arvoa, joten muuttamiselle ei ole perusteita. Yleinen tehostamistavoite on 2,06 % vuodessa. [11]

Tehostamistavoitteen vaikutus on jaksotettu niin sanotun siirtymäajan mukaiselle ajanjaksolle, jonka tarkoitus on mahdollistaa verkkoyhtiöille riittävän pitkä ajanjakso to-

teuttaa tarvittavat muutokset. Siirtymäajan aikana kukin verkkoyhtiö tehostaa toimintaansa siten, ettei sähkön toimitusvarmuus tai laatu huonone. Siirtymäjakson pituus on kahdeksan vuotta.

Verkonhaltijakohtaisen tehostamistavoitteen ja vertailutason laskentaan liittyvä tieto löytyy julkaisusta [11]. Tehostamistavoitteen huomioiminen oikaistun tuloksen laskennassa otetaan huomioon vähentämällä tehostamiskannustin eriytetyn tilinpäätöksen mukaisesta liikevoitosta (tappiosta). Tehostamiskannustimen vaikutus lasketaan vähentämällä vuosittaisista kohtuullisista tehostamiskustannuksista toteutuneet tehostamiskannustukset samalta vuodelta.

4.1.4 Innovaatiokannustin

Kolmannella valvontajaksolla uutena valvontatyökaluna olevan innovaatiokannustimen tavoite on edistää verkkonhaltijoita toteuttamaan innovatiivisia teknisiä sekä toiminnallisia ratkaisuja. Innovaatiokannustin koostuu kolmannella valvontajaksolla kahdesta osasta: kehitys- ja tutkimuskustannuksista sekä korkeintaan 63 A pääsulakkeilla varustettujen etäluettavien tuntimittausten kustannuksista.

Kehitys- ja tutkimuskustannukset tarkoittavat toimintaa, joka tarkastelee uuden teknologian, tiedon ja tuotteiden syntyä. Nämä kustannukset jakaantuvat siten, että tutkimuskustannukset ovat tilikauden tuloksia ja kehityskulut ovat taseen kirjauksia.

5 SÄHKÖVERKKOJEN KUNNOSSAPITO

Sähköverkkojen kannalta kunnossapito on yksi osa-alue, jonka tarkoituksena on pitää järjestelmä mahdollisimman hyvin toimintakykyisenä. Toimintakyvyn turvaamiseksi sähköverkoja huolletaan ja korjataan sekä ennakoivasti että vikatilanteiden sattuessa.

Kunnossapito määritellään standardissa SFS-EN 13306 seuraavasti, jota voidaan soveltaa myös sähköverkkojen kohdalla: ”Kunnossapito koostuu kaikista kohteen elinajan teknisistä, hallinnollisista ja liikkeenjohdollisista toimenpiteistä, joiden tarkoituksena on ylläpitää tai palauttaa kohteen toimintakyky sellaiseksi, että kohde pystyy suorittamaan vaaditun toiminnon”. [25]

Verkon kannalta kunnossapitoa tulisi kohdentaa sellaisiin kohteisiin, jotka aiheuttavat vikaantuessaan pitkän keskeytyksen. Määritettäessä näitä komponentteja on ensiksi selvitettävä kyseiset komponentit. Tämä voidaan tehdä määrittämällä kullekin komponentille tärkeys verrattuna muihin komponentteihin eli kuinka suuren keskeytyksen kyseinen komponentti vikaantuessaan aiheuttaa. Menetelmän etuna on vain kriittisten komponenttien löytäminen. Toisaalta tällä menetelmällä ei voida arvioida koko verkon toimintaa ja sen suorituskykyä. Kunnossapidon kohdalla on aina muistettava, että ennen kunnossapidon toimintoja oleva vikataajuus ei välttämättä pienene täysin nolnaan toimenpiteen jälkeen. Tämä on seurausta siitä, että kunnossapitotoimenpide ei välttämättä koske koko komponenttia vaan vain yhtä osakokonaisuutta. Esimerkiksi avojohtoverkon kohdalla kunnossapidon kohteena voi olla vain esimerkiksi orsien vaihto, jolloin vikataajuus pienenee nolnaan vain orsien osalta. Muiden osien vikataajuus pysyy kuitenkin samana kuin ennen kunnossapitoa.

Sähköverkkoyhtiöiden kannalta yksi tärkeimmistä osa-alueista on verkkojen ennakoi-va kunnossapito, joka muuttuu koko ajan tärkeämmäksi. Energiamarkkinoiden vapaututtua yhtiöillä on jatkuva kehitystarve ja juuri kunnossapito vaikuttaa yhtiöiden kehitykseen. Kehitykseen vaikuttavat yhtiöiden halu muuttaa toimintaansa asiakaslähtöisen ajattelun suuntaan, jolloin verkkojen ennakoitu kunnossapito kasvaa entisestään. Kunnossapito nähdäänkin yrityksissä tärkeänä strategisena kokonaisuutena välttämättömän kustannuksen sijasta [12].

5.1 Kunnossapitostrategiat

Kunnossapitostrategioita on monia, joista jokainen verkkoyhtiö valitsee sopivimman. Yleisesti verkkoyhtiöillä on käytössään joko korjaava tai ehkäisevä kunnossapitostrategia. Korjaava kunnossapito perustuu ajatteluun, jossa komponentin annetaan ensin vikaantua kunnes kunnossapitotoimenpide kohdistetaan. Tällöin vikaantumisen sattuessa aiheutuu samalla kustannuksia. Tätä kunnossapitostrategiaa käytetään yleensä vain vähäpätöisille komponenteille [13]. Parempia menetelmiä ovat sen sijaan aikaan perustuva

(TBM, Time Based Maintenance) jakuntoon perustuva (CBM, Condition Based Maintenance) kunnossapito. Yksi ehkäisevän kunnossapidon laji on luotettavuuteen perustuva kunnossapitojärjestelmä (RCM, Reliability Centred Maintenance) josta lisää seuraavassa.

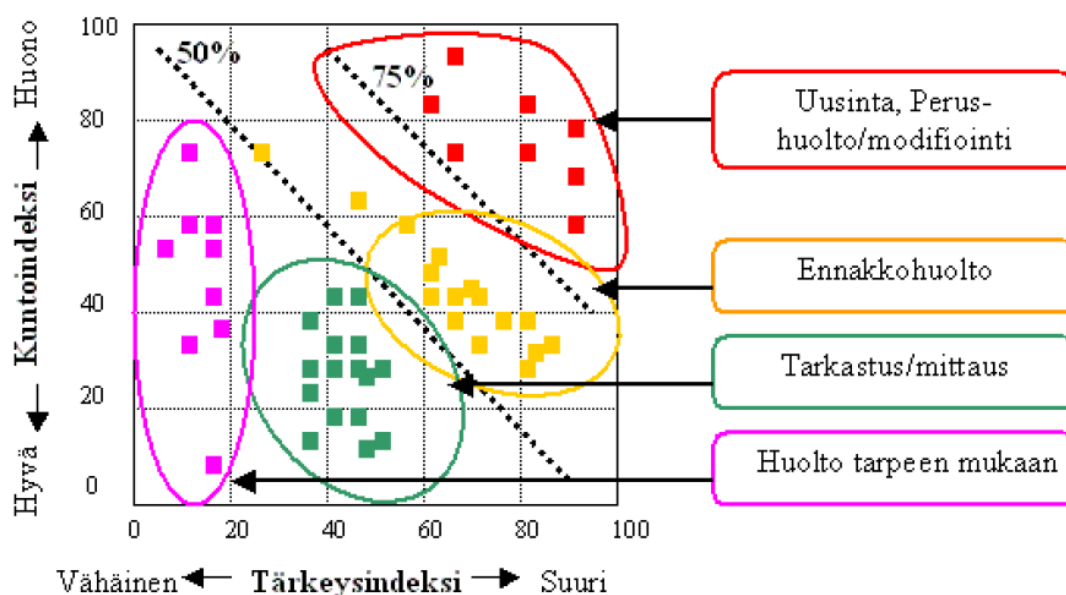
5.1.1 Aikaan ja kuntoon perustuva kunnossapito

Aikaan perustuva kunnossapito käyttää lähtötietonaan komponentin huollon historiatietoja, jolloin huolto tehdään kiinteillä aikaväleillä [13]. Kuntoon perustuva kunnossapito perustuu komponentin nykytilaan. Huoltotoimenpide suoritetaan, kun komponentin kunto laskee tietyn rajan alle. [14]

Kuntoon perustuvassa kunnossapidossa voidaan käyttää monia apukeinoja, kuten lämpökuvausta, silmämääräistä tarkistusta, akustisia mittauksia, jännitekoestuksia, laboratoriokokeita ja osittaispurkausmittauksia. Huoltotoimenpiteen aikana saadut havainnot ohjaavat tarvittaessa seuraavia jatkotoimenpiteitä. Kriittisillä komponenteilla, kuten esimerkiksi muuntajilla, voidaan käyttää online-mittausta, jonka avulla saadaan tietoa komponentin toiminnasta. [1] Käytettäessä kuntoon perustuvaa kunnossapitostrategiaa, on tärkeää tietää nykyisen verkko-omaisuuden tila. Tämän selvittämiseksi erilaisten tunnuslukujen selvittäminen ja oikeanlainen painotus on tehtävä ensiksi. Apuna voidaan käyttää online-mittausta tai erilaisia empiirisiä tietoja. Tutkimuksessa [15] kehitetty malli koostui kahdesta eri osasta. Ensimmäinen osa mallista koostui kokonaisindeksin määrittämisestä kyseiselle komponentille, joka perustui tekniseen kuntoon, sääntöihin ja komponentin tärkeyteen verkossa. Seuraavassa vaiheessa komponentin tekninen heikentyminen ja tärkeys luovat komponentille huollon prioriteettitarpeen.

5.1.2 Luotettavuuteen perustuva kunnossapito

Luotettavuuteen keskeisesti liittyvä verkon kunnossapito auttaa verkkoyhtiöitä löytämään tarpeelliset verkon komponentit, jotka vaativat kunnossapidon kohdentamista. Oikeiden komponenttien ja kohteiden löytämisen jälkeen on päätettävä kohdistetaanko komponentille kunnossapitoa vai odotetaanko komponentin vikaantumista. Kunnossapidon kohdentamisen lisäksi luotettavuuslaskennasta saadaan tietoa mihin kohteisiin verkossa tulisi kohdentaa suunnittelua, joka voi tarkoittaa joko yhden johto-osan tai isomman alueen uusimista. Laskennasta saatavalla tiedolla voidaan nähdä onko tietyn alueen luotettavuus heikko ja mitä asialle voitaisiin tehdä. Vaihtoehtojen vertailussa verkko-omaisuuden hallinnasta päättävät henkilöt valitsevat sopivimman vaihtoehdon kuhunkin tilanteeseen. Kohdentamisen hankaluutena onkin juuri oikeiden komponenttien löytäminen isosta määrästä komponentteja. Asiaa voidaan helpottaa käyttämällä prioriteettimäärittäjänsä jolloin vain ne komponentit, jotka vikaantuessaan aiheuttavat isot keskeytyskustannukset huomioidaan. Tämä voidaan nähdä kuvasta 5.1, jossa sekä komponentin senhetkinen kunto että komponentin tärkeys on otettu huomioon. Näin erityisesti ne komponentit, jotka ovat tärkeitä koko verkon toiminnan kannalta, saavat erityistä huomiota.



Kuva 5.1 Luotettavuuspohjainen kunnossapitostrategia [4]

Luotettavuuteen perustuva kunnossapitojärjestelmän tehokas käyttö on hyvä keino parantaa verkon luotettavuutta, jos samalla halutaan toimia kustannustehokkaasti. Tällöin erityisesti juuri oikeiden komponenttien huolto juuri oikeaan aikaan oikealla tavalla on ensiarvoisen tärkeää. Tätä varten verkon komponenttien nykyinen tila tulisi tietääkin mahdollisimman tarkasti. [12]

Kunnossapito perustuu komponentille määritettävään senhetkiseen kuntoon, kriittisyyteen ja komponentin vikaantuessaan aiheuttamiin kustannuksiin. Käyttämällä tehokkaasti hyväksi tätä strategiaa, voidaan koko järjestelmän luotettavuutta parantaa tunnistamalla ne komponentit, jotka todennäköisimmin vikaantuvat ja aiheuttavat vahinkoa asiakkaalle. Verkkoyhtiöiden toimintaan kuuluva kustannusten minimoiminen edellyttää kunnossapidon minimoimista komponentin elinkaaren aikana. Tämä ei kuitenkaan aina onnistu, sillä samalla kun löydetään optimaalinen kunnossapidon ajankohta, verkon luotettavuus voi kärsiä suurestikin. [1]

Yksi tapa lähestyä luotettavuuteen perustuvaa kunnossapitojärjestelmää on määrittellä, mitä komponentteja verkossa huolletaan ja miten. Tutkimuksien [12; 16] mukaan ensimmäinen vaihe on tunnistaa järjestelmän kriittiset komponentit luotettavuuden kannalta. Toinen vaihe on tarkastella komponentteja tarkemmin ja löytää syy-seuraussuhde luotettavuuden ja ehkäisevän kunnossapidon väliltä. Tämä vaihe pitää sisällään monia yksittäisiä proseduureja, joista löytyy tarkemmin tietoa tutkimuksista. Kolmas vaihe on ymmärtää eri ehkäisevien kunnossapitostrategioiden kustannuksellinen vaikutus luotettavuuteen. Käytännössä voidaan olettaa, että vikojen määrä laskee, kun ehkäisevää kunnossapitoa käytetään. Myös kokeilla saadut tulokset tukevat tätä hypoteesia erityisesti kriittisten komponenttien kohdalla, vaikkakin tuloksia pitää verrata aiheutuneisiin kustannuksiin. Tähän analyysiin liittyy kuitenkin ongelmia. Erityisen vaikeata on saada riittävästi informaatiota järjestelmästä ja toinen ongelma syntyy siitä, kuinka luotettavuus liittyy kunnossapitoon [16].

5.2 Kunnossapidon vaikutus luotettavuuteen eri komponenteille

Kunnossapidon oikealla kohdentamisella on positiivisia vaikutuksia luotettavuuden parantamiseen sähköverkoissa. Erilaiset kunnossapidon toimenpiteet vaikuttavat eri tavoin luotettavuuden parantamiseen, toiset vähemmän, toiset enemmän. Siksi onkin tärkeää kohdistaa oikea kunnossapidon toimenpide tiettyyn kohtaan johtolähtöä, jotta haluttu luotettavuuden parantaminen tapahtuu. Yleisesti katsottuna kaikki kunnossapidon toimenpiteet vaikuttavat positiivisesti luotettavuuteen, koska kunnossapidon keskeinen tavoite on joko komponentin uusiminen uuteen tai toiminnan eheyttäminen.

Avojohdoilla kunnossapidon kohteena on ensisijaisesti johtokatujen raivaus sekä reunusmetsien oikeanlainen hoito. Erityisesti reunusmetsien hoidosta saavutettavat hyödyt näkyvät lähinnä pienentyneinä vikatilanteina aiheutuen kaatuneista puista. Luotettavuuden kannalta sekä SAIFI että myös SAIDI parantuvat. Reunusmetsien ennakkoivalla hoitamisella voidaan myös ennaltaehkäistä suurhäiriöiden riskiä myrskyjen ja tykkylumen tapauksessa, varsinkin nuorten koivujen kohdalla, jotka painuvat helposti lumen painosta. Samalla kun reunusmetsät on kunnolla hoidettu, kunnossapitoa voidaan kohdentaa pois johtokaduilta muualle verkkoon ja samalla säästä aiheutuneet ongelmat vähenevät.

Pylväiden kohdalla kunnossapito kohdentuu pylväiden vaihtamiseen pylväiden lahoisuusasteen perusteella. Lahoisuusasteen määrittäminen on luotettavuuden kannalta ongelmallista, sillä pylväät lahoavat eri nopeudella riippuen pylvään asennuspaikasta. Nopeinta lahoaminen on märissä olosuhteissa ja hitainta kallio- ja harjualueilla. Asiaan vaikuttaa lisäksi pylvään kyllästämiseen käytetty aine. Aikaisemmin käytettyjen kromiyhdisteiden korvanneet kreosiitti ja kupariyhdisteet ovat heikompia lahoisuuden torjunnassa. Pylväiden kunnossapito tulisi kohdistaa vain niihin pylväisiin, joiden kunto on merkittävästi heikoksi kuntotutkimuksen pohjalta. Muita kunnossapidon kohteita pylväiden kohdalla ovat juuritukien tai orsien vaihdot.

Maakaapeleiden kohdalla kaapelin toimintakyvyn seuranta on vaikeampaa kuin avojohdoilla, koska suoraa näköyhteyttä kaapeliin ei ole. Käytännössä ainoa keino on määrittellä kunnossapidon ajankohta aikaperustaisesti. Muita mahdollisia kunnossapidon toimenpiteitä ovat erilaiset lämpökamerakuvaukset sekä jatkosten ja kaapelipääteiden tarkastukset.

Maakaapeleilla ikääntymisen aiheuttamat ongelmat ovat nähtävissä kahdellakin tapaa. Ensimmäinen on seurausta eristeen normaalista vanhenemisesta, joka tapahtuu eristeessä itsessään. Tällöin eristeen sidosten väliset ketjut alkavat hajota ja eristeeseen syntyy aukkoja. Toinen mekanismi on eristeeseen syntyvät vesipuut, joista aikaa myöten kasvaa sähköpuuta. Vesipuut muodostuvat, kun vesi tunkeutuu eristeeseen kapillaarin avulla. Vesipuut kasvavat ajan kuluessa ja tällöin myös kaapelin sisällä osittaispurkausten tapahtuminen on mahdollista. Osittaispurkaukset muodostavat uusia kasvupaikkoja vesipuulle ja pienen ajan kuluttua eristeeseen on muodostunut sähköpuu, joka lopulta on eristeessä ilmenevän läpilyönnin kasvupaikka. [17]

Muuntajien ja kytkinkomponenttien kohdalla kunnossapidolla voidaan ehkäistä vanhenemisen aiheuttamia ongelmia. Kunnossapito rajoittuu tässä tilanteessa muuntajaöljyn laaduntarkkailuun, muuntajaöljyn vaihtamiseen sekä paperieristeisten muuntajien paperin vaihtamiseen. Muuntajaöljyn sekaan kertyvä vesi on ongelmallista, koska ongelmia syntyy sekä sähköisestä että mekaanisesta näkökulmasta. Sähköisesti veden eristävyys on heikompia kuin öljyllä, jonka lisäksi vesi aiheuttaa öljyn kemiallisten ominaisuuksien heikkenemisen. Lisäksi vesi on heikompia jäähdytysaine kuin öljy ja vesi ja öljy yhdessä muodostavat yhdisteitä, jotka ovat vahingollisia muuntajalle. Muuntajiin kertyvä vesi on vahingollista öljypaperieristeisten muuntajien kohdalla, sillä öljyssä oleva vesi erittyy öljystä paperiin. Paperissa oleva vesi ja muuntajissa kehittyvä lämpö yhdessä aiheuttavat paperin hajoamisen. [17]

Kytinkomponenteilla vanhenemisen aiheuttamat ongelmat ovat jokseenkin samantyyppisiä kuin muuntajilla, varsinkin öljyyn perustuvilla tyypeillä. Katkaisijoiden kohdalla ongelmana ovat kuitenkin lisäksi öljyn vuotaminen säiliöistä sekä valokaaren aiheuttamat muutokset öljyn jännitelujuudessa sekä kemiallisessa koostumuksessa. Toisella lailla katkaisija- ja erotintyypit käyttäytyvät hieman eri tavalla. Ilma-, tyhjiö-, ja SF₆-katkaisijat ovat käytännössä huoltovapaita koko käyttöikänsä ajan eivätkä vaadi kunnossapitoa. Silti näillekin komponenteille olisi syytä tehdä säännöllisiä tarkastuksia kiintein väliajoin toiminnan varmistamiseksi. Katkaisukammion ja erotinliuskien tarkastaminen kuuluu näihin toimintoihin. Katkaisijoilla toimintaa vaikeuttavat epäpuhtauksien kertyminen erotinkammion seinästä. Asiaa hankaloittaa se, että epäpuhtaudet ovat johtavia, mikä heikentää väliaineena toimivan kaasun toimintakykyä.

Eroittimet ovat sähköverkon komponenteista kaikkein varmatoimisimpia ja kunnossapidon toimenpiteet rajoittuvat käytännössä erottimen toiminnan testaamiseen normaaleissa käyttötoimenpiteissä. Eroittimien ja katkaisijoiden vikaantuminen on suurimmaksi osaksi seurausta mekaanisen kunnan heikkenemisestä. [17]

Erityisesti käytettäessä luotettavuuteen perustuvaa kunnossapitoa on tärkeää tilastoida jokaisen komponentin ikäjakama, koska jakeluverkossa olevilla vanhoilla komponenteilla on luonteestaan aiheutuen tapana vikaantua nopeammin verrattuna uudempiin komponentteihin. Ratkaisuna tähän ongelmaan ovat verkon investoinnit, jotka ovat seurausta kunnossapidosta. Kunnossapidolla voidaan siten ehkäistä vikaantumista ja parantaa verkon luotettavuutta. Toisaalta kunnossapidon toimenpiteet tulisi rajata tilanteisiin, joissa toiminnoilla voidaan estää vikatilanteista aiheutuneet keskeytykset.

5.3 Rappeutuminen

Keskeytyksille alttiina ovat sekä johdot että muuntajat, joiden vikaantumistodennäköisyys kasvaa ajan myötä. Johtoihin lasketaan tässä tapauksessa myös maakaapelit. Johtojen vikaantumiseen vaikuttavat kullakin ajanjaksolla sekä johdon normaali vikataajuus luonnonilmiöistä sekä ajan kuluessa kasvava vikaantuminen. Ensimmäinen tekijä on vuosittain suhteellisen sama vaikkakin tilastollinen suure. Toinen tekijä sen sijaan riippuu

siitä, kuinka nopeasti komponentin alkuperäinen rakenne huononee. Vikaantumiseen vaikuttavat komponentin kunto verkkoon asennettaessa, komponentin valmistushetkellä tapahtuneet mahdolliset vauriot sekä ympäristön aiheuttamat rasitukset. Asiaa voidaan kuvata rappeutumismallin avulla, joka kertoo komponentin todellisen vikataajuuden. Rappeutumismalli on lineaarinen komponentin pitoajan aikana (5.1) ja kasvaa eksponentiaalisesti pitoajan jälkeen (5.2). [14]

$$f(t) = \frac{1}{s} t \cdot f(0) + f(0), \quad 0 \leq t \leq s \quad (5.1)$$

$$f(t) = \frac{1}{72,848} e^{t-s} \cdot f(0) + 1.9627 \cdot f(0), \quad t > s \quad (5.2)$$

missä

$f(t)$ on vikataajuus vuonna t ,

$f(0)$ vikataajuus ajanhetkellä 0,

s on pitoaika.

Pitoajan jälkeen käytettävän rappeutumismallin tarkoituksena on voimakkaan vikaantumisen kasvun mallintaminen. Mallinnuksessa käytettävät parametrit vaihtelevat kuitenkin riippuen rappeutumiseen vaikuttavista olosuhdetekijöistä. Näitä tekijöitä ovat ympäristöstä aiheutuneet kuormitustekijät, kuten likaantuminen, kosteus ja asennuspaikka. Kuormitustekijät ovat jonkin verran riippuvaisia toisistaan. Metsässä puut kaatuvat helpommin mutta toisaalta likaantuminen ei ole niin nopeata kuin pölyisillä alueilla. Sähköverkon eri komponenteille olevia rappeutumismalleja ei kuitenkaan ole kehitetty, mikä tuo laskentaan epävarmuutta.

6 KUNNOSSAPITO-OHJELMAT

Kunnossapito-ohjelmien tarkoitus on antaa verkko-operaattorille tietoa tärkeistä kunnossapitokohteista ja antaa ehdotuksia, missä järjestyksessä kunnossapitotoimenpiteet tulee suorittaa. Toimiva kunnossapito-ohjelma kerää riittävästi tietoa järjestelmästä, minkä pohjalta ohjelma antaa ehdotukset kunnossapitotoimenpiteistä ja niiden ajoituksesta. Hyvän kunnossapito-ohjelman ominaisuuksiin kuuluu myös taloudellisten tarkastelujen teko ja erilaisten budjettivaatimusten huomioiminen.

6.1 Nykyiset kunnossapito-ohjelmat ja kunnossapitokäytännöt

Yleisellä tasolla kunnossapito-ohjelmien tarkoitus on turvallisuuden varmistaminen, jolloin yksittäinen komponentti ei pääse vikaantumaan ja aiheuttamaan häiriöitä myöskään toisille laitteille. Turvallisuuden varmistamiseksi nykyisessä sähköturvallisuuslaissa onkin edellytyksenä, että jokaisella sähkölaitteistolla on oltava kunnossapito-ohjelma. Asianmukaisella kunnossapito-ohjelmalla sähkön laatua voidaan parantaa ja samaan aikaan myös luotettavuutta ja taloudellisuutta. Kunnossapidon kohdentamisessa tavoitteena on kustannusten minimointi ja sähkönjakelun toimitusvarmuuden parantaminen. Toisaalta liian vähäinen kunnossapito ei aiheuta suuria käyttökustannuksia mutta kunnossapitokustannukset voivat nousta hyvinkin suuriksi. [18]

Kunnossapito-ohjelmien tueksi tarvitaan riittäviä kuntotarkastuksia, joilla verkkoyhtiö voi näyttää sähköturvallisuusviranomaiselle, että asetetut velvoitteet verkon kunnosta täyttyvät. Verkko voidaan samalla jakaa erilaisiin vyöhykkeisiin, jolloin verkon tarkastusväli on kaikkien vyöhykkeiden tarkastusvälien kokonaismäärä. Eri komponenteille voidaan lisäksi määritellä erilaisia tarkastusaikoja riippuen komponentin tärkeydestä koko verkolle. Kuitenkaan tiettyjä komponenttiryhmiä ei voida tarkastaa kuin tiettyinä aikoina, esimerkiksi pylväiden lahotarkastuksia voidaan suorittaa vain silloin, kun maa ei ole jäässä. Kuntotarkastuksien ohessa voidaan suorittaa lisäksi pieniä lisätöitä, jotka eivät suuresti lisää varsinaiseen kuntotarkastukseen kuluvaan aikaa. [19]

Kuntotarkastuksien ohessa tarkastajalla voi olla mukanaan laitteisto, johon voidaan tallentaa kunkin kohteen tiedot varsinaista kunnossapito-ohjelmaa varten. Laitteessa tulee komponenttikohtaiset tyyppi- ja tekniset tiedot sekä sijaintitiedot. Tarvittaessa vanhojen tietojen päivittäminen tulisi olla mahdollista. [19]

Kuntotarkastuksien varsinainen hyöty saadaan siitä, kun tarkastuksissa kerättyä tietoa käytetään hyväksi suunniteltaessa verkkoon tehtäviä huoltotoimenpiteitä. Tällöin kunnossapito tulee kohdistettua niille alueille, joista saadaan suurin hyöty toimitusvarmuuden parantumisen näkökulmasta. Kuntotietojen keräämisen jälkeen tiedot siirretään kunnossapitojärjestelmään, josta voidaan erillisillä kyselyillä muodostaa raportteja kompo-

nenttien kuntoarvioista. Kyselyä tehtäessä voidaan eri kuntotyypeille määrittää kriteereitä, jonka perusteella voidaan tulostaa erilaisia teemakarttoja. Teemakarttojen avulla kuntoluokituksen teko on tämän jälkeen helpompaa. Kyselyjen pohjalta saaduista raporteista voidaan tehdä tarvittavat päätökset siitä mitä kullekin komponentille tehdään. Raporteista voidaan muodostaa myös työmääräyksiä kunnossapitoon ja ne kohteet, jotka ovat liian huonossa kunnossa, siirtyvät verkostosuunnittelun puolelle.

Nykyisin verkkotietojärjestelmiä toimittavat yhtiöt tarjoavat Suomessa perinteisten kunnossapito-ohjelmien lisäksi luotettavuuteen perustuvia laskentaohjelmia. Verkkotietojärjestelmiä toimittavilta yhtiöiltä löytyy tavallisia kunnossapito-ohjelmia, jotka on yleensä integroitu varsinaiseen verkkotietojärjestelmään. Tämän lisäksi on olemassa muita tietojärjestelmäpohjaisia kunnossapitosovelluksia. Käytännössä verkossa suoritettavat kunnossapitotoimenpiteet voitaisiin järjestää kyseisten ohjelmien kautta. [19; 20]

Luotettavuuspohjaisten ohjelmien avulla voidaan selvittää nykyisen verkon aiheuttamat keskeytyskustannukset sekä simuloida, kuinka tilanne muuttuu tietyn ajan sisällä, jos verkkoon tehdään muutoksia. Ajan kulun lisäksi ohjelmat sisältävät talouslaskennan investoinneille. Muutosten vaikutuksia voidaan havainnoida laskemalla luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja verkolle ennen ja jälkeen tehtyjen muutosten. Ohjelmat osaavat myös tehdä investointiehdotuksia verkon eri komponenteille riippuen kyseisen komponentin aiheuttamista kustannuksista. Komponentin aiheuttamiin kustannuksiin vaikuttavat komponentin tärkeys verkossa eli kuinka ison keskeytyskustannuksen kyseinen komponentti vikaantuessaan aiheuttaa.

6.1.1 Tekla Maintenance Management System (MMS)

Teklan käyttämä kunnossapitosovellus MMS (Maintenance Management System) on XPowerin sisällä oleva sovellus, joka käyttää samaa tietokantaa kuin varsinainen verkkotietojärjestelmäkin. Sovelluksen avulla voidaan määrittää kuntotarkastuksien alueet ja niissä tehtävät toimenpiteet, joiden perusteella saadaan kullekin komponentille ominainen Kuntoindeksi.[19]

Kunnossapitojärjestelmän pohjana toimii eri komponenttityypeille laadittavat kuntotyytit ja näille edelleen määritettävät eriaisteiset kuntoarvot. Maastotarkastuksista saadut kuntotiedot voidaan siirtää suoraan tietokantaan. Maastotarkastuksia varten Teklalla on oma offline-tyyppinen ohjelmansa maastossa käytettäville laitteille. [19]

Teklan järjestelmässä olevan kuntoindeksin avulla voidaan priorisoida verkossa olevien komponenttien kunnossapitotoimenpiteiden kiireellisyyttä. Indeksien laskenta perustuu yksittäiselle kohteelle laskettujen kuntopisteiden summasta, jossa huomioidaan kohteelle annetut kuntotyytit. Kuntoindeksin laskennassa eri kuntotyypeille voidaan määrittää lukuvarvon muodossa indeksin kriittisyys myöhemmin muodostettavaa teemakarttojen piirtoa varten. Kuntoindeksi muodostetaan kullekin kohteelle annettavista perus- sekä priorisointipisteistä. Komponentti, joka katsotaan sähkönjakelun toimitusvarmuuden kannalta kriittiseksi, saa paljon priorisointipisteitä kun taas komponentti, joka on vähäpätöi-

sempi luotettavuuden kannalta, saa vähemmän pisteitä. Kuntoindeksin laskennassa huomioidaan lisäksi komponentin ympäristönäkökohta. Metsässä olevat johto-osat saavat suuremman indeksiarvon kuin pellolla kulkevat johdot.

Käytettävyydeltään nykyinen kuntoindeksin laskenta ei kuitenkaan ole paras mahdollinen, vaan sovelluksen käytön lisäämiseksi laskentaa tulisikin kehittää. Nykyinen versio vaatii liikaa käsin syötettävää tietoa, joka tulisi muuttaa. Lisäksi kunnossapitosovellusta tulisi kehittää toimivammaksi. Myös kuntotarkastuksissa voi esiintyä eroavaisuuksia samanlaisten kohteiden kunnosta eri tarkastajien välillä. Tarkastuksissa käytettävä offline-sovellus ei ole käytössä toimiva ratkaisu, mikä vaatii muuttamista. [19]

Kuntoindeksin kohdalla laskentaa tulisi muuttaa siten, että kohteelle annettavat peruspisteet olisivat vähemmällä huomiolla ja varsinainen määräävä pisteytys tapahtuisi kohteen kuntotietojen sekä lisäksi historiatietojen, ympäristövaikutuksen ja tärkeyden mukaan. Tällöin tärkeät komponentit, kuten runkojohdot, tulisi huomioitua paremmin. Laskennan tarkastelun helpottamiseksi kuntoindeksin laskennan tulisi olla automaattisesti päivittyvä, jolloin kriittisten komponenttien löytäminen nopeutuisi. Tarkastajien kuntoraporttien yhtenäistämistä voidaan parantaa tarkastajien välisellä koulutuksella, tarkastajien välisellä yhteistyöllä sekä selkeämmällä ohjeistuksella. Tarkastuksissa käytettävälle offline-sovellusta tulisi kehittää siten, että ohjelma olisi osittain online-tyyppinen. Tämä versio voisi aina yhteyden ollessa mahdollista syöttää tai hakea tarvittavat tiedot tietokannasta. [19]

Kuntoindeksin kriittisyyttä määritettäessä tulee verkossa olevat komponentit pisteyttää kuntotyyppin mukaan. Kuntotyyppin ollessa tärkeä esimerkiksi turvallisuuden kannalta tai komponentin vian aiheuttaessa suuren keskeytyskustannuksen, tulee kuntotyyppin saada suuremman pisteytyksen. [19]

6.1.2 **Distribution Maintenance Management Program (PGMD)**

Tutkimuksessa [21] kehitetyn mallin pohjalta tehty ohjelma jakaa budjetoidut varat ennustaviin ja ehkäiseviin kunnossapidon toimintoihin. Ohjelma priorisoi kunnossapidon kohteet sen mukaan, kuinka suuren indeksin arvon kukin komponentti saa. Ohjelman periaatteena on järjestelmän luotettavuuden tunnuslukujen (SAIFI:n ja SAIDI:n) pienentäminen. Ehkäisevien toimenpiteiden vaikutusta tarkasteltiin verkossa olevien johtolähtöjen ja komponenttien, kuten katkaisijoiden, kondensaattoriparistojen, muuntajien ja erottimien avulla. Kunnossapidon toimenpiteistä mukana olivat raivaus, erilaiset huolto- ja tarkastustoimenpiteet johtolähdöille sekä jaksolliset tarkastukset verkon komponenteille. Ohjelman lähtökohtana oli koko verkon indeksien parannus huomioiden vikaantumisen kehitys, alueen strateginen merkitys sekä asiakastiheys. Kyseisen ohjelman tarkoituksena oli optimoida resurssien käyttö tarkastuksiin ja korjaaviin ja ennaltaehkäiseviin toimenpiteisiin.

Ennustemallin kehitys pohjautuu verkkodatan ja vikatietojen keräämiseen, jonka pohjalta voidaan kehittää tarkastussuunnitelma. Suunnitelma voi olla johtolähtöjen kohdalla joko silmämääräinen tarkastus, tarkempi tarkastus tai mahdollisesti raivaus. Komponenttien kohdalla tarkastusmääräys voi tulla joko valmistajan suosituksista tai operaattorilta.

Ennusteiden pohjalta saadut tulokset kertovat, mihin kohteisiin ehkäisevää kunnossapitoa tulee kohdistaa. Kohteisiin kohdistuvat kustannukset voivat kuitenkin ylittää budjetin, jolloin kohteen tärkeys määrittää työjärjestyksen. Oikean työjärjestyksen määrittämisen jälkeen työkohteet annetaan kunnossapidosta huolehtivalle ryhmälle.

6.2 Kunnossapitojärjestelmien ongelmat ja kehittystarpeet

Kunnossapitojärjestelmien käytön tulisi olla suhteellisen helppoa jokaiselle järjestelmää käyttävälle henkilölle. Tämä ei kuitenkaan aina ole mahdollista vaan jostain syystä järjestelmistä voi tulla käytettävyydeltään hankalia ja järjestelmään syötettävän tiedon määrä voi olla liian suuri. [19; 20; 22]

Tällöin ongelmaksi voi syntyä motivaation puute syötettäessä tietoa käsin järjestelmään. Toinen mahdollinen ongelmakohta voi olla oleellisen tiedon hukkuminen suureen määrään täytettäviä kenttiä tai se, että järjestelmiä käyttävät henkilöt eivät ole riittävän tottuneita järjestelmän tehokkaaseen käyttöön. Lisäksi ongelmia voi syntyä puutteellisesta koulutuksesta, joka vaikeuttaa järjestelmien käyttöönottoa. Käyttöönoton kannalta olisi lisäksi hyvä, että järjestelmästä ei välttämättä otettaisi käyttöön kaikkia ominaisuuksia kerralla, vaan asteittain. Tällöin käyttäjillä olisi enemmän aikaa tutustua järjestelmän ominaisuuksiin ja samalla harjoitella omatoimisesti järjestelmän käyttöä. [19; 20; 22]

Kunnossapitojärjestelmien kehittystarpeita sekä edellä mainittujen ongelmien syntymistä voidaan vähentää keräämällä tietoa käyttäjiltä järjestelmän käytettävyydestä sekä järjestämällä tarvittaessa lisäkoulutusta. Järjestelmän käytettävyyttä ei voida välttämättä parantaa, jos järjestelmä itsessään on vaikea käyttää. Sama koskee järjestelmiä, joissa syötettävän tiedon määrä on suuri tai tieto pitää syöttää suureksi osaksi käsin. Järjestelmien kehittystarpeita voidaan arvioida tekemällä järjestelmälle esimerkiksi SWOT (Strengths, Weaknesses, Opportunities, Threats)- ja CFI (Critical Factor Index)- analyysit, jotka ovat tavallisia strategisen hallinnan työkaluja. Nämä kyselyt antavat tietoa järjestelmän nykyisestä toimintakyvystä. Ensimmäisenä järjestelmille voidaan tehdä SWOT-analyysi, joka määrittelee järjestelmän keskeiset ongelmat karkealla tasolla. Tämän jälkeen voidaan tehdä CFI-kysely tarkemmista korjaustoimenpiteistä SWOT:sta saatujen tulosten perusteella. [19; 20; 22]

7 LUOTETTAVUUSPOHJAISEN KUNNOSSAPITO-OHJELMAN KEHITYS

Edellisessä kappaleessa mainittujen ongelmien vuoksi tässä työssä kehitettiin ohjelmaa, jolla ainakin osa mainituista ongelmista saataisiin ratkaistua. Keskeisenä vaatimuksena oli ohjelman helppo käytettävyys sekä aikaisemman ohjelmaversion korvaaminen helpommalla sovelluksella. Käytännössä edelliset vaatimukset tuli toteuttaa automaattisella tiedon syötöllä, sillä lähtötiedon syöttäminen käsin koettiin liian vaikeaksi. Ohjelmaversion aikaisempi toteutus SKUTMA (Sähkönsiirtoyritysten kunnossapidon taloudellinen malli) oli nyt toteutettavan ohjelman pohjalla ja tarkoituksena oli rakentaa samaa rakennetta käyttävä ratkaisu, joka ei vaatisi järjestelmän käyttäjältä suuria toimenpiteitä. SKUTMA syntyi aikaisemman projektin aikana tehdyssä hankkeessa.

Työn alkuvaiheessa ongelmana oli eri verkkotietojärjestelmien erilainen tapa kuvata topologian muodostus. Teklan käyttämässä Xpower-verkkotietojärjestelmästä saadaan erikseen yhtä johtolähtöä koskevat tiedot suoraan Exceliin. Tiedot lajitellaan tiedonsiirtovaiheessa automaattisesti sen mukaan, minkä tyyppistä tietoa kukin taulukko pitää sisällään. Muuntajista kerätään tieto sekä itse muuntajasta että muuntamosta sekä näiden sijaintipisteet, koko ja asennusvuosi, erottomista tulee sijaintipaikka sekä erottimen tyyppi ja ohjaustapa. Johdoista kerätään tieto kunkin johto-osan kohdalta aloitus- ja lopetuspisteestä, tyyppistä sekä pituudesta. Lähtötiedoista ei kuitenkaan saada selville muuntajien vuosienenergiaa eikä ikätietoja, mikä on laskennan kannalta hyvinkin oleellista. Nämä tiedot saadaan kuitenkin erikseen haluttaessa.

Imatran seudun sähkön (ISSOY) verkkotietojärjestelmä on Teklan toimittama XPower. Sen sijaan ohjelmoinnin perustana ollut ohjelma SKUTMA ei soveltunut suoraan Teklan järjestelmään. Ohjelmaan tehtyjen muutosten jälkeen ohjelmaa voitiin kuitenkin soveltaa myös Teklan järjestelmästä saatavaan tietoon ja ohjelma voitiin ottaa käyttöön.

Teklan järjestelmässä johto-osilla on samanlainen tunnistuskeino kuin ABB:n Integrassa. Tämä tarkoittaa, että jokaiselle johto-osalle, erottimelle, muuntajalle jne. voidaan määrittää oma yksilöllinen identifiointinumero. Numeron avulla voidaan myöhemmin tarkistaa, että samaa komponenttia ei tule kirjattua toiseen kertaan topologian muodostusvaiheessa. Pällekkäisyys voidaan tarkistaa käymällä muodostettu taulukon sarake läpi ja jos löydetty johto/kisko-osa on jo listassa, tämä osa hylätään ja haetaan seuraava sopiva osa.

7.1 Ohjelman osakokonaisuudet

Ohjelma käsittää monia erinäisiä osakokonaisuuksia, jotka liittyvät toisiinsa käyttöjärjestelmän avulla. Näitä osakokonaisuuksia ovat topologian muodostus, komponenttikohtaisten keskeytyskustannusten laskenta, rappeutumisen aiheuttaman vikaantumisen kasvuen-

nuste sekä matemaattinen optimointiosa minimi-investointien löytämiseksi. Jotkut ohjelman osa-alueet käyttävät muita ohjelman osia lähtötietonaan, jolloin nämä tiedot tulee luoda ennen varsinaista toteutusta.

Topologian muodostus pitää sisällään johto- ja kisko-osien kasauksen oikeaan järjestykseen, jotta myöhemmin suoritettava keskeytyskustannusten laskenta voidaan suorittaa. Topologian luontivaiheessa on hyvin tärkeää selvittää kunkin verkossa olevan komponentin riippuvuus toiseen komponenttiin, jotta laskenta antaisi realistisia lopputuloksia.

Keskeytyskustannusten laskennassa tulee huomioida ne komponentit eli käytännössä johdot, jotka sijaitsevat samalla erotinvyöhykkeellä. Tämä edellyttää erotinvyöhykkeiden oikeanlaista mallintamista sekä johto-osien oikeantyyppistä sovitusta.

Rappeutumismallin mukaanotto mahdollistaa realistisen laskennan komponenttitasolla, sillä kukin komponentti vikaantuu omaa vauhtiaan. Tämä ei kuitenkaan anna välttämättä täyttä varmuutta siitä, mikä komponentti vanhenee nopeimmin, sillä malli perustuu todennäköisyyslaskentaan.

Optimointiosan merkitys ohjelmassa on laskea annetuilla parametreilla parhaat mahdolliset ajankohdat komponenttien kunnossapidolle tai investoinneille. Laskennassa käytetään hyväksi simulaatiota, joka laskee seuraavan 40 vuoden aikana komponenttikohtaiset keskeytyskustannukset. Lisätietona laskentaa varten on rappeutumismalli, josta saadaan komponenttien vikataajuudet huollon/korvausinvestoinnin tapahtuessa tai ilman näitä. Optimointia varten ohjelma laskee kumuloituneet kustannukset kullekin vuodelle komponenttitasolla sekä kullekin erotinväleillä oleville komponenteille.

7.2 Vaatimukset ohjelmalle

Tämän työn kokeellinen osa liittyy sähköverkon luotettavuuspohjaisen kunnossapitomallin kehittämiseen. Tavoitteena on kehittää käytännön sovellus, joka hakee automaattisesti tarvittavan datan verkkotietojärjestelmästä, muodostaa verkkokuvan (topologian) sekä laskee annetuilla alkuarvoilla ja parametreilla verkon luotettavuusindeksejä, komponenttien aiheuttamia keskeytyskustannuksia sekä esittää ehdotuksia kunnossapidossa kohdennettaville toiminnoille. Laskenta perustuu Excelin Microsoft Visual Basic For Applications sovellukseen, jonka avulla laajojen tietokantojen käyttö on mahdollista ja mielekästä.

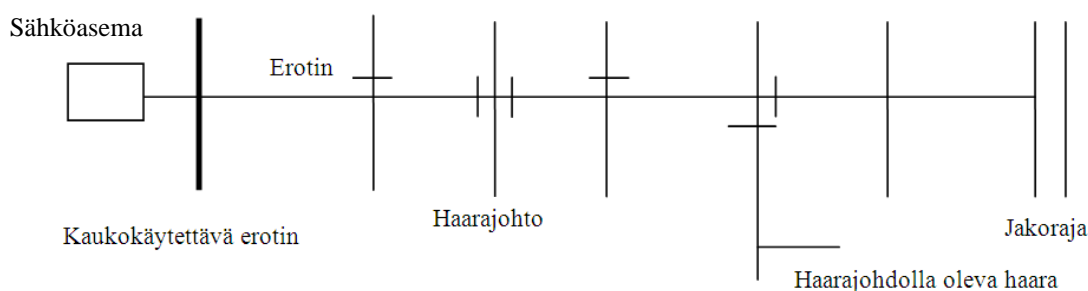
Kehitettävän ohjelman yhtenä päätavoitteena on selvittää sähköverkon uusittavat komponentit ja niiden sijainnit. Lisäksi ohjelman tulisi antaa lähtötietoa nykyisen valvontamallin (2012–2015) laskennan suorittamiseksi. Tämä osio käyttää lähtötietonaan jokaiselle suunnitteluvuodelle syntyviä luotettavuuden tunnuslukuja ja ohjaa tulosten perusteella suunnittelua tuleville vuosille. Kehitettävän ohjelman perusajatuksena on luotettavuuslaskenta sekä valvontamalli, jotka ohjaavat kunnossapidon toimenpiteitä optimaaliseen ajankohtaan. Tämän lähtökohdan ymmärtäminen on tärkeätä, sillä ohjelmalla saadaan ryhmäkohtaisten keskeytyskustannusten lisäksi tieto verkon tärkeistä komponenteista. Verrattuna muihin sovelluksiin kehitettävässä ohjelmassa on mukana ikääntymistä mallintava rappeutumismalli, joka mallintaa vikataajuuden kasvamista iän funktiona.

Tämä tuo oman lisänsä laskentaan ja auttaa ymmärtämään vanhentuneiden komponenttien merkityksen verkon luotettavuudelle.

Ohjelman lopputuloksena suunnittelija saa tiedon niistä komponenteista, jotka ovat verkon luotettavuuden kannalta haitallisia ja lisäksi vaihtoehtoja tilanteen korjaamiseksi. Ohjelma antaa käytännössä ehdotuksia sekä kunnossapidolle ja/tai investoinneille riippuen komponentin aiheuttamista keskeytyskustannuksista tulevaisuudessa.

7.3 Johtolähdön mallinnus

Topologian muodostamisesta varten tarvitaan tieto kunkin johtolähdön komponenteista sekä muuntajista ja erottimista. Erottimien kohdalla tarvitaan lisäksi tieto siitä, onko kyseinen erotin kauko-ohjattava vai ei. Ohjelman tulisinä nähdä johtolähtö kuvan 7.1 mukaisesti, jossa on havaittavissa selvä runkojohto sekä runkojohdosta eroavat haarajohtot. Tämän lisäksi jokaiseen johto-osaan tulee liittää tieto, onko johto-osa osa runkojohtoa, liitetty erottimen kautta vai mahdollisesti haaralla oleva haarajohto. Jakorajalla oleva erotin on kauko-ohjattu. [22]



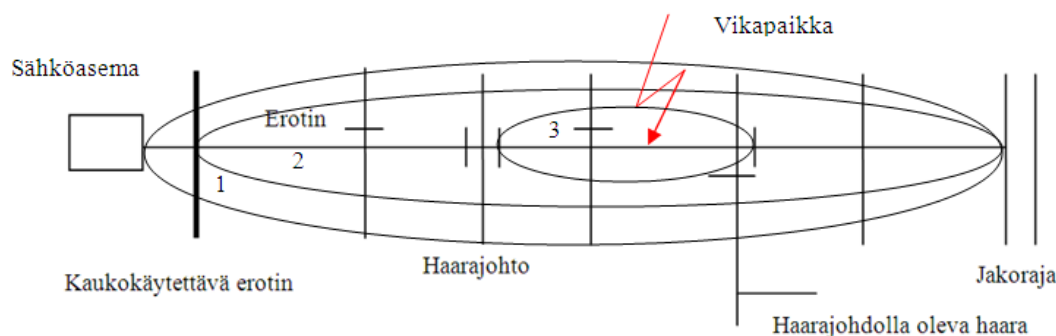
Kuva 7.1 Johtolähdön mallinnus

Mallinnusta varten johtolähtö jaetaan erotinvyöhykkeisiin, jotka koostuvat kahden erottimen rajaamasta osasta. Tämä alue voi siis koostua joko kahden erottimen tai vaihtoehtoisesti erottimen ja maastokatkaisimen välisestä alueesta. Kahden erottimen tapauksessa voi olla käytössä kauko-ohjattuja erottimia. Erottimien kohdalla kytkentäajat eroavat niin, että käsikäyttöiset erottimet voidaan ohjata käsiohjauksella kiinni tai auki yhden tunnin kuluessa, kun kaukokäyttöisillä erottimilla kytkentäaika on kuusi minuuttia.

Kukin erotinvyöhyke pitää sisällään muuntopiirejä, joiden keskitehojen perusteella voidaan määrittää kunkin komponentin aiheuttamat keskeytyskustannukset. Aiheutuva keskeytyskustannus on riippuvainen komponentin sijainnista verkossa sekä komponentin ominaisuuksista.

Vikatapauksessa vika rajataan kuvan 7.2 mukaisesti ensimmäisenä kahden kauko-ohjattavan erotinalueen muodostamalle vyöhykkeelle eli alueelle 1. Tämän ajan aikana koko johtolähtö kokee erottimien ohjaukseen kuluvan ajan mittaisen keskeytyksen. Tämän jälkeen vika voidaan edelleen rajata alueelle 2 käsikäyttöisillä erottimilla, jolloin nyt vain ne asiakkaat, jotka ovat vika-alueella, kokevat keskeytyksen. Viimeisenä vain erotinalue

3, jolla vika sijaitsee, on sähkötön. Tämän alueen sisällä olevat asiakkaat kokevat viankorjaukseen kuluvan ajan mittaisen keskeytyksen, joka riippuu vikatyypistä ja vikaantuneesta komponentista. [22]



Kuva 7.2 Vikatilanteen erotusjärjestys [22]

7.4 Topologian muodostaminen lähtödatasta

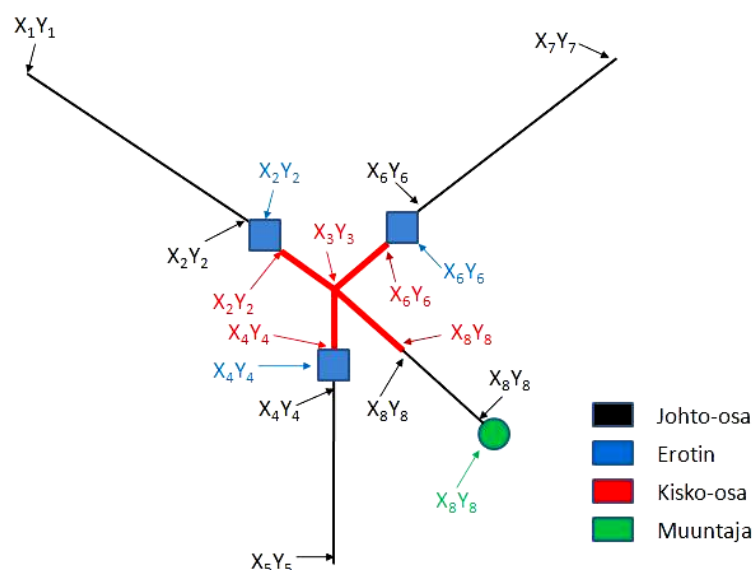
Esimerkkiverkkona tässä työssä käytetään ISS-verkon Äitsaari nimistä lähtöä. Johtolähtö käy tarkasteluun hyvin, sillä lähtö on suhteellisen yksinkertainen topologialtaan ja tämän seurauksena myös lähdöllä olevien johto-osien määrä on pieni. Lähdöllä olevat johdot ovat suurimmaksi osaksi avojohtoa (~70 %) ja PAS-johtoa (~19 %). Äitsaaren johtolähtö pitää sisällään 98 erillistä johto-osaa, 77 erotinta sekä 50 muuntajaa, jotka ovat kahta lukuun ottamatta pylväsmuuntajia. Loput kaksi puistomuuntamoa ovat lähdön loppupäässä olevissa saarissa.

ISS käyttää Teklan XP_NIS (XPower Network Information System) verkkotietojärjestelmää, jossa johtolähtö on digitoitu johtoalkioittain. Johtoalkiot kertovat tarkasti, kuinka itse johtolähtö kulkee maastossa, mutta laskennan kannalta alkioita ei voida käyttää. Tämän takia tarvitaan johto-osia, jotka kertovat johtoalkioiden muodostaman johdon alku- ja loppupisteiden. Johto-osat eivät siis kuvaa johdon todellista kulkua maastossa, mutta ovat laskennan kannalta riittävän tarkkoja.

Teklan järjestelmässä oleva data saadaan suhteellisen helposti suoraan Excel-taulukoon. Tämä helpottaa laskentaa huomattavasti, kun tieto on valmiina taulukkona ja lukeminen onnistuu riveittäin ja sarakkeittain. Johto-osien liittyminen toisiinsa kuvataan Teklan järjestelmässä siten, että johto-osat liittyvät päätepisteistään toisiinsa johto-osan x- ja y-pisteiden avulla. Jos kahdella johto-osalla on samat päätepisteet, ne ovat myös sähköisesti yhteydessä toisiinsa.

Ohjelman toiminnan kannalta on tärkeää huomata, että johto-osat voivat liittyä toisiinsa sekä alku- että loppupisteistään. Tämän ominaisuuden huomaaminen oli ohjelman toiminnan kannalta erityisen tärkeää, koska ohjelmakehityksen alkuvaiheessa tämä ei ollut tiedossa. Seurauksena ohjelman toiminta pysähtyi, kun sopivaa johto-osaa ei enää löytynyt. Lisäksi on huomattava se seikka, että erotinvyöhykkeet, jotka koostuvat yhdestä tai useammasta johto-osasta, ovat liittyneinä toisiinsa erottimien kautta. Erottimien mukaan-

tulo lisää laskennan monimutkaisuutta, sillä erottimet on digitoitu kisko-osien välityksellä. Tämän takia myös kisko-osat tulee ottaa mukaan laskentaan. Nämä olivat taas yhdistettyinä johto-osiin. Kun edelliset ongelmat huomioitiin, ohjelma kykeni muodostamaan listauksen johtolähdölle kuuluvista komponenteista sekä kunkin komponentin yhteyden verkossa esiintyvään edelliseen osaan. Kuvassa 7.3 on esitetty, kuinka kisko-osat, johto-osat sekä erottimet liittyvät toisiinsa. Kullakin komponentilla on sekä alku- että päätepisteet. Kuvasta nähdään, että toisilla komponenteilla voi sijainnistaan riippuen olla yhteisiä pisteitä muiden komponenttien kanssa. Kuvasta voidaan nähdä edelleen, että kisko-osat sijaitsevat verkon haarapisteissä, joissa erottimetkin sijaitsevat. Kisko-osien avulla voidaan päätellä, mitkä erottimet liittyvät kuhunkin johto-osaan. Laskennan kannalta kisko-osat liittyvät johto- tai kisko-osiin päätepisteidensä avulla, kuten johto-osatkin. Erottimilla on sijaintitunnuksenaan vain yksi piste, joka voi olla johto- tai kisko-osan alku- tai päätepiste. Kuvassa 7.3 on lisäksi jakelumuntajan mahdollinen sijoituspaikka verkon risteyskohdassa. Kuten erottimella, muuntajalla on vain yksi sijaintipiste. Koska johto- sekä kisko-osat voivat liittyä toisiinsa joko alku- tai päätepisteittäin, on sattumanvaraista, kumpaan päähän johtoa erotin tai muuntaja tulee.



Kuva 7.3 Johto- sekä kisko-osien liittyminen toisiinsa erotinten avulla

Topologian muodostus on tämän jälkeen suhteellisen helppoa, sillä ohjelma käy läpi dataa ja kasaa verkon johto- ja kisko-osa kerrallaan. Samalla luodaan tieto siitä, mihin johto-osaan kukin johto-osa on yhteydessä, jos tämä ei ole jatkoa edelliseen. Ohjelma merkitsee muistiin johto-osan, johon kyseinen osa on yhteydessä. Seuraavaksi haetaan tieto siitä, mihin kohtiin verkkoa tulee erottimet sekä muuntajat. Tämäkin tapahtuu vertaamalla kunkin johto-osan ja erottimen/muuntajan koordinaattitietoja. Ohjelma merkitsee johto-osan perään tiedon siitä, onko kyseisen johto-osan joko toisessa tai molemmissa päissä joko erotin tai muuntaja.

7.5 Topologian ja erotinvyöhykkeiden muodostus

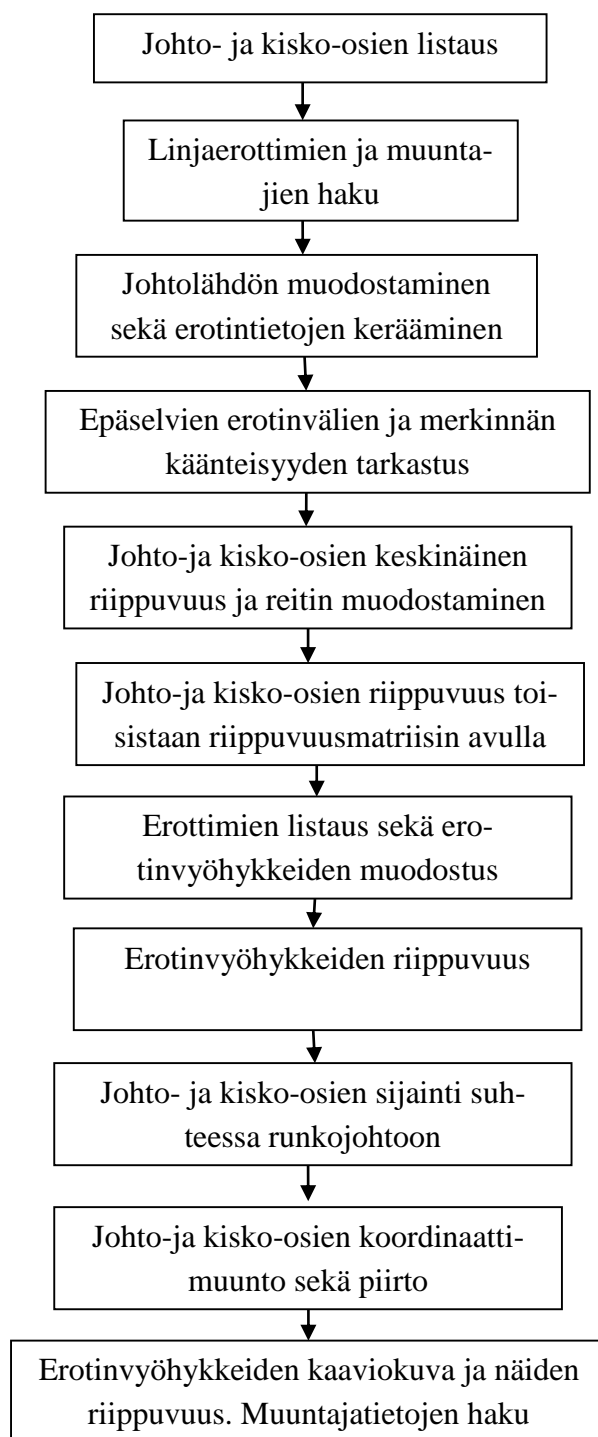
Ohjelman keskeytyskustannusten sekä verkon topologian muodostus on pääpiirteissään kuvan 7.4 mukainen, jossa on esitetty ohjelman eri kokonaisuudet. Ensimmäisenä ohjelmassa tapahtuu johto- ja kisko-osien eli solmuvälien listaus, joka on tarkoitettu nopeuttamaan varsinaista laskentaa. Tämän jälkeen ohjelma listaa kullekin solmuvälille kuuluvat linjaerottimet. Seuraavassa vaiheessa tapahtuu varsinainen laskentaprosessi, jonka jälkeen suoritetaan erinäisiä reitinmuodostustarkasteluja sekä erotinvyöhykkeiden muodostaminen.

Kun verkko on saatu kasattua, verkko jaetaan erotinvyöhykkeisiin. Tämä tapahtuu hakemalla riippuvuussuhteet kullekin johto-osalle eli mitkä osat ovat yhteydessä toisiinsa. Tämän asian selventämiseksi täytyy muodostaa riippuvuusmatriisi, jossa on kuvattu kunkin solmun yhteys toisiinsa. Matriisista itsestään ei käy selville, mitkä osat ovat esimerkiksi runkojohtoa ja mitkä osat ovat haaralla. [22]

Tämän toimenpiteen jälkeen ohjelma listaa kullekin erottimelle kuuluvat johto- sekä kisko-osat, jonka perusteella verkko on jaettu erotinvyöhykkeisiin. Lista kasataan, kun tiedetään kunkin johto-osan yhteys ja se, mihin osaan kukin erotin liittyy. Tämän perusteella haetaan vain ne osat, jotka ovat kyseisen erottimen takana. Lisäksi kunkin johto-osan kohdalle tulee tieto, onko johto-osa erotettavissa komponentin i vikaantuessa joko käsi- tai kaukokäyttöisellä erottimella vai kokeeko komponentti viankorjauksen aikaisen keskeytyksen. Samalla ohjelma hakee erotinvyöhykkeiden keskinäiset riippuvuudet toisiinsa nähden. [22]

Seuraavaksi ohjelma kasaa kullekin erotinvyöhykkeelle kuuluvat muuntopiirit keskeytyskustannuslaskentaa varten. Muuntopiirien kasaamisen jälkeen ohjelma voi suoraan laskea kunkin erotinvyöhykkeen sähköttömästä ajasta aiheutuvat keskeytyskustannukset. Tähän laskentaan otetaan huomioon se aika, joka on summa kaikista kytkentätoimenpiteistä viankorjaukseen saakka.

Lopuksi tapahtuu varsinainen piirtotapahtuma, josta voidaan edelleen tarkastella, kuinka eri erotinvyöhykkeet riippuvat toisistaan.



Kuva 7.4 Ohjelman rakennekaavio

7.5.1 Solmuvälien listaus ja erottimien ja muuntajien haku

Johto- ja kisko-osien listaus on ohjelman ensimmäinen toiminto. Kullakin johto- tai kisko-osalla on tunnistetietonaan yksilöllinen identifiointinumero, jolla verkkotietojärjestelmä löytää halutun komponentin. Seuraava tunnistetieto on osan alku- sekä loppupiste. Paikkatunnisteena Teklan järjestelmässä käytetään x- ja y-pisteitä, joissa x-piste tarkoittaa sijaintia pohjois-etelä suunnassa ja y-piste siirtymää itä- länsi suunnassa. Lisäksi ohjelmassa on tieto kunkin osan pituudesta sekä johdon tai kiskon tyypistä. Pituus tarkoittaa

tässä yhteydessä oikaistua pituutta osan alkupisteestä loppupisteeseen. Todellinen pituus olisi summa kaikista pylväsväleistä, mutta laskennan kannalta tämä oikaistu tulos on riittävän tarkka. Toisekseen laskennan kannalta tarkemman tiedon käyttö johtaisi ongelmiin, sillä toisille pylväsväleillä kuvatuille osille ei löydy jatkopistettä.

Seuraavassa vaiheessa ohjelma hakee kullekin osalle löytyvät linjaerottimet sekä muuntajat. Tämä tapahtuu siten, että lähtödatassa on syötetty kullekin johtolähdölle tai yhdelle sähköasemalle kuuluvat erottimet, joista ohjelma tutkii jokaisen ja vertaa koordinaattitietoja kuhunkin johto- tai kisko-osaan. Jos vastaavuus löytyy, erotintieto merkitään siihen osaan ja joko alku- tai loppupisteeseen. Samalla tallennetaan tieto siitä, onko erotin alku- vai loppupisteessä. Tämä tehdään myöhemmin tapahtuvaa tarkastelua varten. Erottimen tunnus sekä erottimen ohjaustapa kopioidaan listaan. Muuntajien kohdalla toimitaan samoin kuten erottimien tapauksessa, mutta vain muuntajatunnus kopioidaan.

7.5.2 Johtolähdön muodostaminen sekä erotintietojen kerääminen

Johtolähdön muodostaminen eli verkkotopologian luonti tapahtuu vertaamalla koordinaattitietoja keskenään. Ensimmäisessä vaiheessa tulee kuitenkin tietää, mistä osasta verkon muodostaminen aloitetaan. Tätä tietoa varten tulee tietää verkon juuripiste. Tämä tieto kopioidaan muuttujaan, jonka jälkeen haetaan listasta se komponentti, jolla on sama koordinaatti kuin juuripisteellä. Tämä koordinaatti voi sijaita joko alku- tai loppupisteessä. Kun oikea osa on löytynyt, osasta kopioidaan kaikki tarvittava tieto seuraavaan listaan ja muuttujaan tallennetaan tiedot loppupisteen koordinaatista. Tämän jälkeen ohjelma etsii listasta ensimmäiselle osalle sopivan jatkosolmun ja niin edelleen. Kunkin johto- tai kisko-osan kohdalla ohjelma katsoo, mihin osaan kyseinen osa on liittynyt ja merkitsee sen kunkin osan tietoihin.

Siinä vaiheessa, kun ohjelma ei enää löydä edelliselle solmulle jatkosolmua, ohjelma palaa edellisiin solmuihin ja tutkii, onko jokin näistä solmuista mahdollisesti risteyspiste. Solmun ollessa risteyspiste, verkon muodostusta jatketaan tästä pisteestä eteenpäin. Tässä vaiheessa ohjelma ottaa muistiin edellisen solmuvälin ensimmäisen solmupisteen.

7.5.3 Epäselvien erotinvälien ja merkinnän käänteisyyden tarkastaminen

Kun edellisessä vaiheessa ei enää löydy uusia solmuvälejä, ohjelma tarkastaa sellaiset solmuvälit, jotka rajoittuvat erottimeen, joka on kiinni. Tämä tarkoittaa käytännössä kahden mahdollista tilannetta. Ensimmäinen tilanne on se, että kyseessä on jakoraja, joka on kiinni ja toinen tilanne tarkoittaa risteyskohtaa. Tässä työssä tarkastellaan kuitenkin vain tilannetta, missä on vain yksi johtolähtö, jolloin kyseessä on jälkimmäinen tilanne.

Epäselvän erottimen tapauksessa ohjelma käy läpi ne solmuvälit, joissa edellä mainittu epäjatkuvuuskohta ilmenee. Tarkastelu tehdään samoilla periaatteilla, kuten edellisessä tapauksessa. Erona on kuitenkin se, että nyt etsitään jatkosolmuvälejä vain niille erottimille, jotka ovat kiinni.

Tapauksessa, jossa seuraavan solmuvälin alkupiste onkin sama kuin edellisen solmuvälin alkupiste, tarkastelu suoritetaan kuten edellä. Tässä tapauksessa solmuvälin perään merkitään kuitenkin tieto, jos tällainen tapaus esiintyy.

7.5.4 Solmuvälien riippuvuus ja reitin muodostaminen

Verkon muodostamisen jälkeen ei vielä tiedetä kaikkien solmujen keskinäistä sijaintia ja eri haarakohtia. Tämän selvittämiseksi ohjelma käy läpi listaa, jossa on kuvattu kunkin solmun riippuvuussuhde tiettyyn solmuun. Kun riippuvuus on listalla sama kuin aikaisemmin olevalla solmuvälillä, reitti on yhteydessä edelliseen solmuväliin. Jos solmuväli on haarapisteen ensimmäinen haarajohto, tämän jälkeen tulevat solmuvälit ovat yhteydessä tähän solmuväliin.

Solmuvälien keskinäistä riippuvuutta voidaan kuvata myös riippuvuusmatriisin avulla. Jos kaksi solmuväliä on keskenään riippuvaisia, niiden riippuvuutta on merkitty ykkösellä. Ne solmuvälit, jotka eivät ole keskenään riippuvaisia, eivät saa risteyskohdassaan merkintää.

7.5.5 Erottimien listaus sekä erotinvyöhykkeiden muodostus

Erotoinvyöhykkeiden muodostamista varten ohjelma ryhmittelee ne solmuvälit, jotka ovat riippuvaisia toisistaan ja ovat saman erottimen takana. Tämä tapahtuu siten, että ohjelma käy verkon läpi viimeisestä solmuvälistä ensimmäiseen ja tarkistaa, mihin solmuväliin kukin solmuväli on yhteydessä. Samalla katsotaan onko solmuvälillä erotinta vai ei. Jos solmuvälillä on erotin, tämän solmuvälin takana olevat solmuvälit ovat riippuvaisia tästä solmusta. Samalla tulee tieto, mitkä solmuvälit vaikuttavat kuhunkin solmuväliin.

Seuraavaksi ohjelma kasaa kullekin erottimelle kuuluvat solmuvälit sekä erotintunnuksen, jonka avulla voidaan myöhemmin tarkastella kutakin erotinvyöhykettä. Kasaus tehdään sen perusteella, mitä solmuvälejä kunkin erottimen takana on.

7.5.6 Erotinvyöhykkeiden riippuvuus

Erotoinvyöhykkeiden riippuvuus toisistaan saadaan selville edellä olevan erotinvyöhykkeiden muodostuksen jälkeen. Erottoinvyöhykkeiden avulla voidaan nähdä, mitkä solmuvälit rajoittuvat edellä oleviin erottimiin ja tämän perusteella voidaan määritellä keskenään toisistaan riippuvat erottoinvyöhykkeet. Tämän jälkeen voidaan muodostaa riippuvuusmatriisi, josta nähdään, mitkä erottoinvyöhykkeet ovat tietyn erottoinvyöhykkeen takana.

7.5.7 Solmuvälien sijainti verkossa

Määritettäessä tietyn solmuvälin vikaantumisesta aiheutuneita keskeytyksiä, on tiedettävä, missä kohtaa verkkoa solmuväli sijaitsee. Tämä tieto saadaan selville, kun tarkastellaan erottimien keskinäistä sijaintia sekä samaan aikaan solmuvälejä.

Ohjelmassa ensimmäisenä tilanteena on solmuväli, jonka toisessa päässä on kauko-ohjattu erotin. Tällöin solmuväli voidaan erottaa verkosta vikatilanteen sattuessa 6 minuutin kuluttua. Toinen mahdollinen tilanne on vastaavasti se, että solmuväli rajoittuu käsinohjattavaan erottimeen, jolloin erotusaika vikatilanteessa on vastaavasti yhden tunnin mittainen. Kolmas vaihtoehto on se, että solmuvälin päätepisteissä ei ole erotinta, jolloin vikatilanne solmuvälillä vaikuttaa muualle verkkoon. Nämä vaihtoehdot eritellään matriisiin, josta voidaan myöhemmin hakea tarvittavat tiedot keskeytyskustannusten laskentaa varten.

7.5.8 Solmujen koordinaattimuunto sekä piirto

Ensimmäisessä vaiheessa näkyvä kuva johtolähdöstä ei näytä Excelin omassa piirtoikkunassa kovinkaan luonnolliselta. Tämä on seurausta Excelin tavasta piirtää solmujen päätepisteet yhdistävällä viivalla. Excelin piirtoikkunasta voidaan kuitenkin löytää johtolähtö, joka vaatii vielä tarkempaa piirtoa.

Sen sijaan on parempi käyttää Visual Basic:stä löytyvää piirtotyökalua, jonka avulla voidaan piirtää parempi kuva suoraan normaaliksi Windows ikkunaksi. Tätä toimintoa varten tulee kuitenkin ensimmäiseksi tehdä solmujen koordinaattimuunto. Muunnon tarkoitus on sovittaa koordinaattipisteet sopivaan skaalaan, jonka avulla Excel voi piirtää ikkunaan sopivan kuvan johtolähdöstä. Muunnoksen jälkeen tiedot ovat valmiina piirtoa varten.

Ryhmittelyä varten ohjelma luokittelee solmuvälit eri ryhmiin, jotta kuvasta voidaan eritellä eri erotinvyöhykkeet. Varsinaisessa piirtämisessä tämä toiminto näkyy siten, että eri erotinvyöhykkeet on merkitty eri väreillä.

7.5.9 Erotinvyöhykkeiden kaaviokuva ja loppujen tietojen haku

Erotinvyöhykkeiden kaaviokuvan avulla voidaan nähdä helpommin, kuinka eri erotinvyöhykkeet riippuvat toisistaan. Kaaviosta voidaan nähdä myös, mitä reittiä tietty erotinvyöhyke muodostuu. Kaaviokuvaa varten ohjelma muodostaa erotinvyöhykkeiden riippuvuuden avulla tiedon siitä, mihin suuntaan kukin erotinvyöhyke rajoittuu.

Lopuksi ohjelma vielä tarkistaa skaalauksen ja hakee kullekin solmuvälille kuuluvat muuntajat ja ryhmittelee nämä sen mukaan, onko kyseessä pieni vai iso jakelumuntaja.

7.6 Keskeytyskustannusten laskenta

Johtolähdöllä oleville komponenteille voidaan muodostaa keskeytyskustannukset komponenttikohtaisesti muuntopiireistä saatavien vuosienergioiden perusteella. Laskentaa varten tulee eritellä ne tilanteet, jotka aiheuttavat eripituiset keskeytykset. Tässä tapauksessa ne ovat ensimmäiset 10 minuuttia, yksi tunti ja lopullinen viankesto. Lopullinen viankesto on riippuvainen komponentista sekä vian suuruudesta.

Muuntopiirikohtaisten vuosienergioiden avulla voidaan määrittää edelleen lähdön tehonjako erotinvyöhykkeiden suhteen. Laskennassa ei huomioida normaaleja häviöitä, sillä kyseisessä tarkastelussa on kyse pelkästään keskeytysten laskennasta. Erotinväleillä keskeytyksen suuruus on riippuvainen siitä, mikä komponentti erotinvälillä vikaantuu. Johtojen kohdalla koko erotinväli kokee keskeytyksen, mutta jos muuntaja on varustettu muuntajaerottimella, vain kyseinen muuntopiiri kokee keskeytyksen. Vastaavasti jos muuntajalla ei ole erotinta, koko erotinväli kokee vianaikaisen keskeytyksen. Vianaikainen keskeytyskustannuksiin vaikuttava energiamäärä saadaan kaavasta 7.1.

$$E_{vika} = P_{tot} \cdot t_{k-o\ erotin} + P_{k,k-o\ erotin} \cdot t_E + P_{k,E} \cdot t_l, \quad (7.1)$$

missä E_{vika} on komponentin k aiheuttama energiahävikki, P_{tot} on lähdön kaikkien muuntopiirien keskitehojen summa, $t_{k-o\ erotin}$ on vika-alueella olevien kauko-ohjattujen erotinten kytkentäaika, $P_{k,k-o\ erotin}$ on muuntopiirien keskitehojen summa kauko-ohjattujen erotinten rajaamalla alueella, missä vikaantunut komponentti k on, t_E on käsikäyttöisten erotinten kytkentäaika, $P_{k,E}$ on muuntopiirien keskitehojen summa erotinvyöhykkeellä, missä komponentti k sijaitsee ja t_l on lopullinen viankorjausaika.

Tästä keskeytykseen vaikuttavasta energiamäärästä voidaan laskea edelleen komponentin k aiheuttamat keskeytyskustannukset vuodessa (kaava 7.2)

$$KAH_k = E_{vika} \cdot f_k \cdot l_k \cdot KAH, \quad (7.2)$$

missä f_k on komponentin k vikataajuus [vikojen määrä / km, a], l_k on komponentin k pituus[m] ja KAH on asiakasryhmäkohtainen keskeytyksestä aiheutuva haitta [€ / kWh]. [22]

7.7 Rappeutumismalli

Rappeutumismallin tarkoituksena on kuvata komponenttien vikaantumistodennäköisyyden kasvua ajan funktiona. Vikataajuus vaikuttaa yhtenä osana määritettäessä yksittäisen komponentin keskeytyskustannuksia. Rappeutumismalli huomioi komponentin aikaperustaisen vikaantumistodennäköisyyden kasvamisen sekä ympäristöstä aiheutuvan rasituksen. Komponenttien vikaantumistaajuuden kasvua rappeutumisen vaikutuksesta voidaan mallintaa matemaattisilla malleilla, jotka perustuvat Weibullin jakaumaan (kaava 7.3).

$$g(x) = \frac{\beta}{\lambda_i} \cdot \left(\frac{x}{\lambda_i}\right)^{\beta-1}, \quad (7.3)$$

missä β on muotokerroin, λ_i on skaalauskerroin ja x komponentin ikä vuosina. [26]

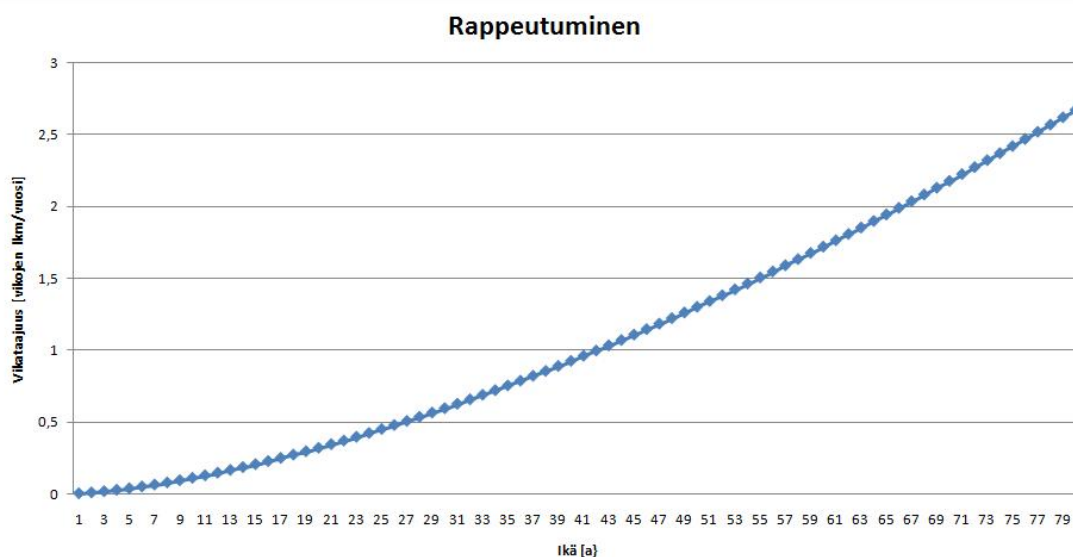
Komponenttikohtaisessa vikataajuuden laskennassa kullakin komponenttityypillä on omat muoto- sekä skaalauskerroimensa, jotka saadaan taulukosta 7.1. Taulukosta voidaan

nähdä, että aikaperustainen vikaantuminen on kaapeleilla huomattavasti nopeampaa kuin avojohdoilla. [27; 28]

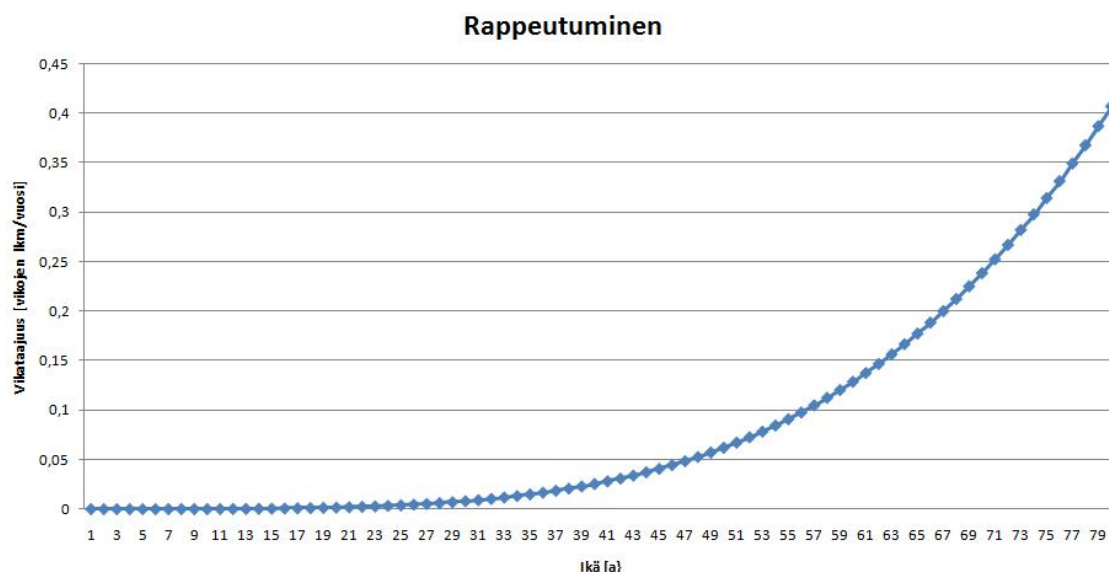
Taulukko 7.1 Skaalaus- ja muotokertoimet kaapeleille, muuntajille ja avojohdoille [27;28]

	beta	lambda
Kaapeli	2,53	13,86
Paperieristeinen kaapeli	2,15	32,74
Muuntaja	2,33	35,21
Avojohto	5	55

Näiden arvojen perusteella voidaan piirtää kuvaajat kunkin komponenttityypin todennäköisestä vikaantumistaajuudesta ajan fuktiona. Kuvissa 7.5 ja 7.6 on esitetty kaapelille sekä avojohdolle rappeutumisesta aiheutuva vikaantumistaajuus ajan funktiona. Kuvista voidaan nähdä, että kaapeli vikaantuu huomattavasti nopeammin kuin avojohdo.



Kuva 7.5 Vikaantumistaajuus yhden kilometrin mittaiselle kaapelille



Kuva 7.6 Vikaantumistaajuus yhden kilometrin mittaiselle avojohdolle

Komponenttien vikaantumiseen ajan kuluessa vaikuttavat lisäksi ympäristöstä aiheutuvat rasitukset sekä käyttöpaikka, joita voidaan mallintaa omalla laskentamallilla. Käyttöpaikka on tarpeen huomioida sellaisissa tapauksissa, että kuntotarkastuksessa tietyt pylväät luokitellaan normaalikuntoisesta poikkeaviksi. Tämä voi tulla kyseeseen niissä tapauksissa, joissa pylväät rappeutuvat joko nopeammin (kostea maaperä) tai hitaammin (kallio). Käyttöpaikan luokitus ei vaikuta komponentin vikaantumistaajuuteen elinkaaren alussa mutta vaikutus tulee merkittäväksi elinkaaren loppupäässä, jolloin rappeutuminen ei enää noudata normaalia rappeutumismallia. Käyttöpaikan vaikutus rappeutumiseen on esitetty kaavassa 7.4. [28]

$$g(x) = \frac{\beta}{\lambda_i \cdot \kappa} \cdot \left(\frac{x}{\lambda_i \cdot \kappa} \right)^{\beta-1} + (\gamma/100) \cdot l, \quad (7.4)$$

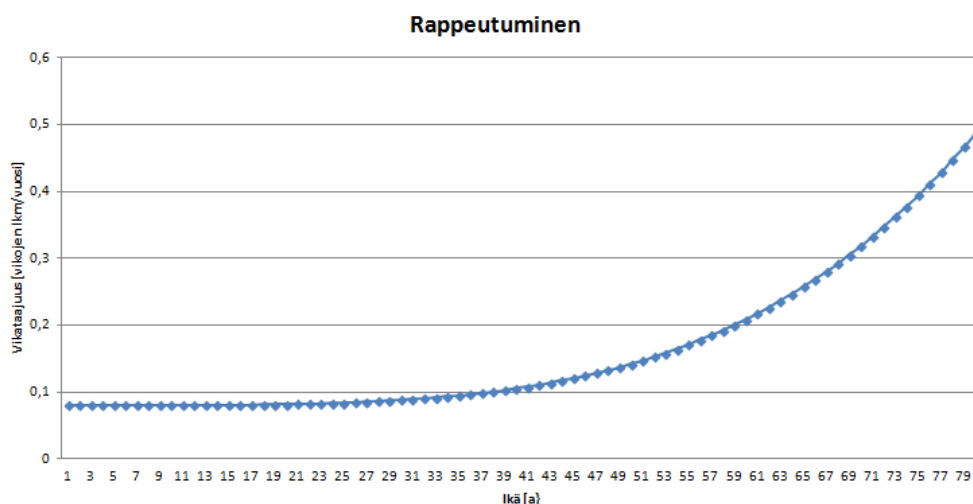
missä β on muotokerroin, λ_i on skaalauskerroin, κ on kosteusindeksi, γ on ympäristöstä aiheutuva vikataajuus (vikaa, kpl/100 km vuodessa) ja l on pituus (km).

Eri käyttöpaikkojen luokitukset ja niiden vaikutukset kosteusindeksiin (κ) arvoon on esitetty taulukossa 7.2.

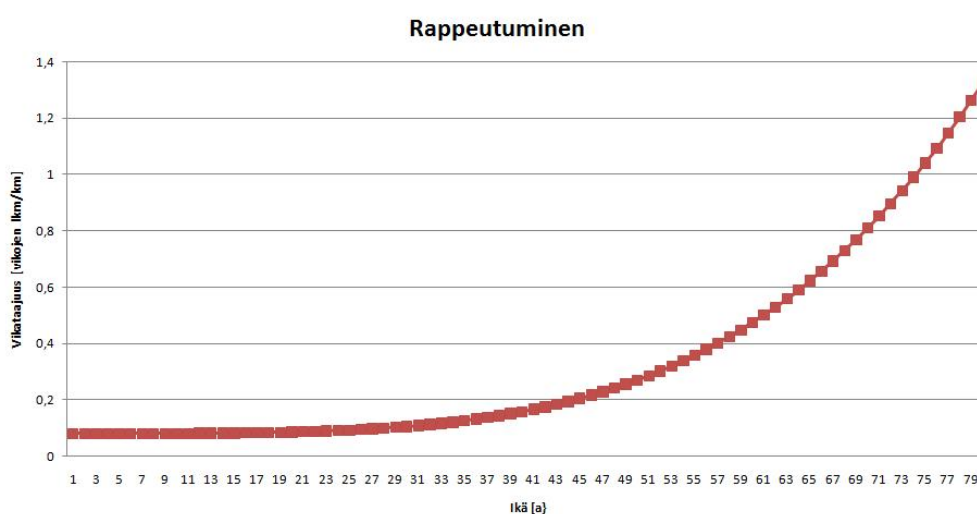
Taulukko 7.2 Käyttöpaikkaluokitukset ja kosteusindeksit

Käyttöpaikan luokitus		κ
1	Erittäin kostea	0,8
2	Kostea	0,9
3	Normaali	1
4	Kuiva	1,1
5	Erittäin kuiva	1,2

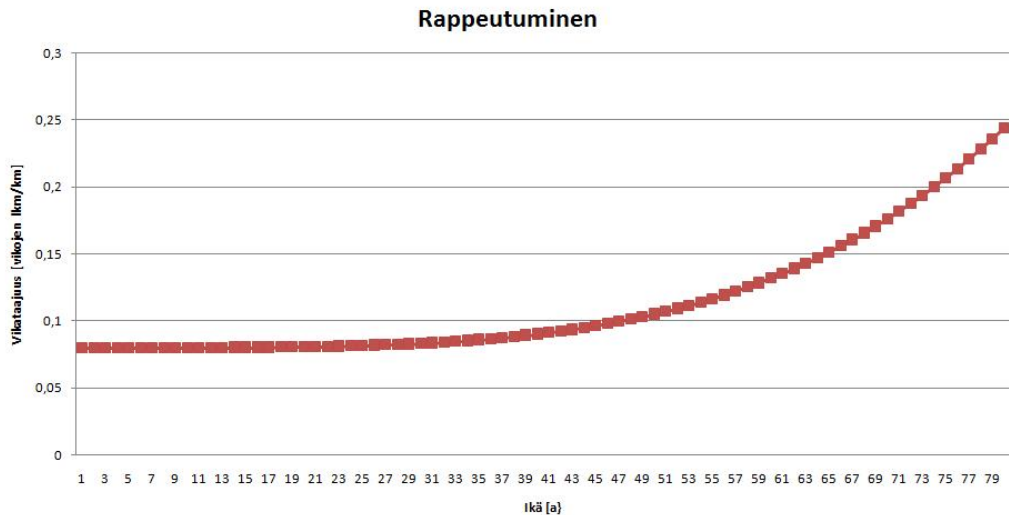
Kuvissa 7.7, 7.8 ja 7.9 on esitetty vikaantumistaajuuden kuvaajat käyttöpaikan kosteuspitoisuuden muuttuessa. Kaikissa kuvissa ympäristöstä aiheutuva vikataajuus on sama (8 vikaa/100 km, vuosi) ja verkon pituus on yksi kilometri. Kuvassa 7.7 on esitetty vikataajuus, kun kosteusolosuhteet ovat normaalit ($\kappa=1$). Kuvassa 7.8 käyttöpaikkaluokitus on 1 ja kuvassa 7.9 käyttöpaikkaluokitus on 5. Kuvista voidaan nähdä, että pitoajan kasvaessa käyttöpaikkaluokituksen merkitys korostuu.



Kuva 7.7 Vikaantumistaajuus normaaliolosuhteissa olevalle avojohdolle



Kuva 7.8 Vikaantumistaajuus erittäin kosteissa olosuhteissa olevalle avojohdolle



Kuva 7.9 Vikaantumistaajuus erittäin kuivissa olosuhteissa olevalle avojohdolle

7.8 Optimointi

Suunnittelujakson aikaisten kustannusten optimointi käsittää toimenpiteinä vuosittain tehtävät päätökset verkkoa koskevista huolto- ja kunnossapitotoimenpiteistä sekä korvausinvestoinneista ja näiden toimenpiteiden oikeanaikaisesta ajoituksesta.

Optimoinnissa käytetään dynaamista optimointia, jota käytetään yleensä sellaisissa tapauksissa, joissa koko ongelman optimiratkaisu sisältää osien optimaaliset ratkaisut. Dynaaminen optimointi helpottaa optimointia vähentämällä vertailtavien toimenpidestrategioiden määrää. Verkkoympäristöön sovellettuna tämä tarkoittaa sitä, että joka vuosi tehdään päätös mahdollisista huolto-, korjaus- tai korvausinvestointitoimenpiteistä tai näiden tekemättä jättämisestä ja päätösten perustana on toimenpiteistä aiheutuvat kustannukset ja niiden minimointi. Näin edetään vuosi vuodelta suunnittelujakson loppuun ja toimenpidestrategian valinta tehdään sen perusteella, miten kumulatiiviset kustannukset koko suunnittelujakson ajalta saadaan minimoitua. Seuraavassa on esitetty dynaamisen optimoinnin algoritmi esimerkin avulla [29]. Kuvassa 7.10 jokainen pystysuora sarake esittää vuotta ja kukin vaakasuora rivi vaihetta. Alimmalla rivillä ei tehdä mitään toimenpiteitä, keskimäinen rivi kuvaa kunnossapittoa ja ylin rivi uudelleeninvestointia. Tila (0,0) kuvaa olemassa olevaa komponenttia nykyhetkellä. Tila (1,0) kuvaa tilannetta 1 vuotena, kun mitään toimenpiteitä ei tehdä ja keskeytyskustannukset kasvavat vikaantumiskäyrän mukaisesti vuoden ajan. Tila (1,1) tarkoittaa sitä, että komponentille tehdään kunnossapitotoimenpiteitä vuoden kuluttua suunnittelujakson alkamisesta, mikä vaikuttaa keskeytyskustannuksiin niitä alentavasti. Tila (1,2) kuvaa sitä, että ensimmäisenä vuotena tehdään komponentin uusintainvestointi. Tilasta toiseen siirtyminen valitaan optimoinnissa minimoimalla rekursioyhtälö:

$$G(t, n) = \min_{m=0,1,2} \{G(t-1, m) + V[(t-1, m), (t, n)]\}, \quad (7.5)$$

missä

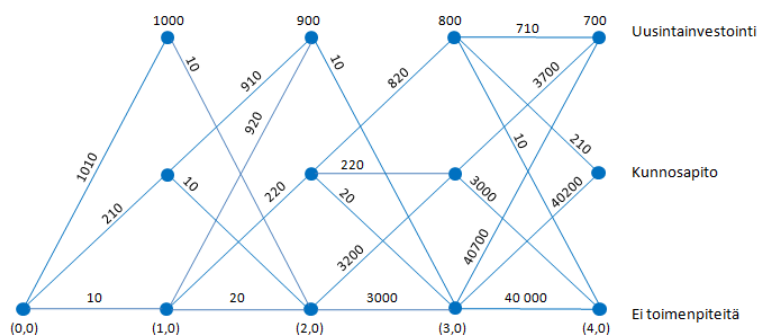
t = vuosi

(t, n) = tila

$G(t, n)$ = minimikustannukset tilaan (t, n)

$V[(t-1, m), (t, n)]$ = siirtokustannukset tilasta $(t-1, m)$ tilaan (t, n)

Kuva 7.11 esittää vaihtoehtoisia strategioita esimerkissä, jossa komponentin uudelleeninvestointikustannukset ovat 1000 € ja vuosittainen aleneminen on 100 €. Kunnossapitokustannus on 200 €. Keskeytyskustannukset kasvavat vuosittain kiihtyvästi siten, että ensimmäisenä vuotena ne ovat 10 €, toisena vuotena 20 €, kolmantena vuotena 3000 € ja neljäntenä vuotena 40 000 €. Kunnossapitotoimenpiteiden oletetaan alentavan keskeytyskustannuksia vuotta edeltäneeseen arvoon eli esim. kolmantena vuotena tehty kunnossapitotoimi alentaa keskeytyskustannukset 3000 €:sta 20 €:on. Uusintainvestointi pudottaa keskeytyskustannukset lähtötilanteeseen.

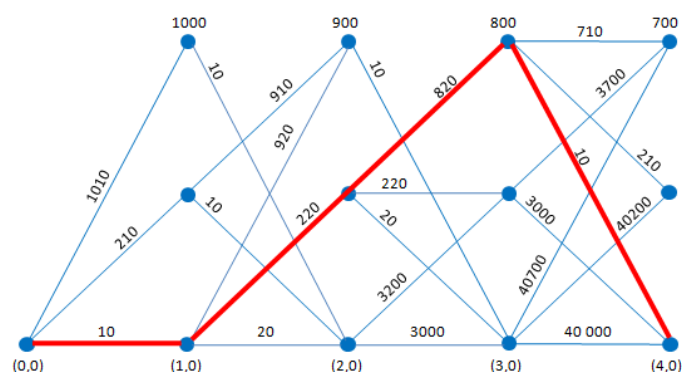


Kuva 7.10 Esimerkkitapauksen siirtokustannukset mukaillen lähteessä [29] esitettyä mallia.

Taulukossa 7.3 on esitetty minimisiirtokustannukset (€) lähtötilanteesta eri vaiheisiin eri vuosille. Koska lähtötilasta $(0,0)$ minimikustannukset neljännelle vuodelle muodostuvat vaiheeseen 0, saadaan esimerkkitapauksessa optimaaliseksi toimintastrategiaksi $0 - 0 - 1 - 2 - 0$. Tämä on esitetty kuvassa 7.10 punaisella viivalla. Optimaalinen toiminta esimerkkitapauksessa tarkoittaa sitä, että ensimmäisenä vuotena ei tehdä mitään toimenpiteitä, toisena vuotena tehdään kunnossapittoa, kolmantena vuotena tehdään uusintainvestointi ja neljäntenä vuotena ei tehdä mitään toimenpiteitä. Näin kumulatiiviset siirtokustannukset muodostuvat mahdollisimman pieneksi.

Taulukko. 7.3. Esimerkkitapauksen siirtokustannukset (€) eri vuosille ja eri vaiheisiin.

Vuosi	0	1	2	3	4
Vaihe 2	0	1010	930	1050	1760
Vaihe 1	0	210	230	450	1260
Vaihe 0	0	10	30	250	1060



Kuva 7.11 Toimintastrategia kumulatiivisten siirtokustannusten optimoinnin perusteella

Kuvissa 7.12 ja 7.13 on esitetty kuvitteellisen esimerkin avulla optimaalisen investointikohdan määräytyminen yksittäiselle komponentille, kun korvaus investointikustannus on 500000 €, kunnossapitokustannus on 50000 €, korkoprosentti on 5 %, pitoaika on 25 vuotta ja vikataajuus on määritetty yhtälöiden 5.1 ja 5.2 mukaan. Investointikustannukset on muutettu vuosittaisiksi tasasuuriksi annuiteeteiksi, jotka saadaan kertomalla investointikustannus kaavan 7.6 mukaisella annuiteettikertoimella. Vuotuiset keskeytyskustannukset on diskontattu nykyhetkeen kertomalla kustannus kaavan 7.7 mukaisella diskonttaustekijällä. Oikea investointiajankohta saadaan kuvan 7.12 investointi- ja keskeytyskustannuksia kuvaavien käyrien leikkauspisteestä, mikä tässä tapauksessa on noin 33,5 vuotta. Optimaalista investointiajankohtaa voidaan myös tarkastella kokonaiskustannusten minimikohdan mukaan kuvan 7.13 mukaisesti. Tässä esimerkkitapauksessa oikea investointiajankohta olisi noin 31 vuotta.

$$\varepsilon = \frac{\frac{p}{100}}{1 - \frac{1}{(1 + \frac{p}{100})^t}}, \quad (7.6)$$

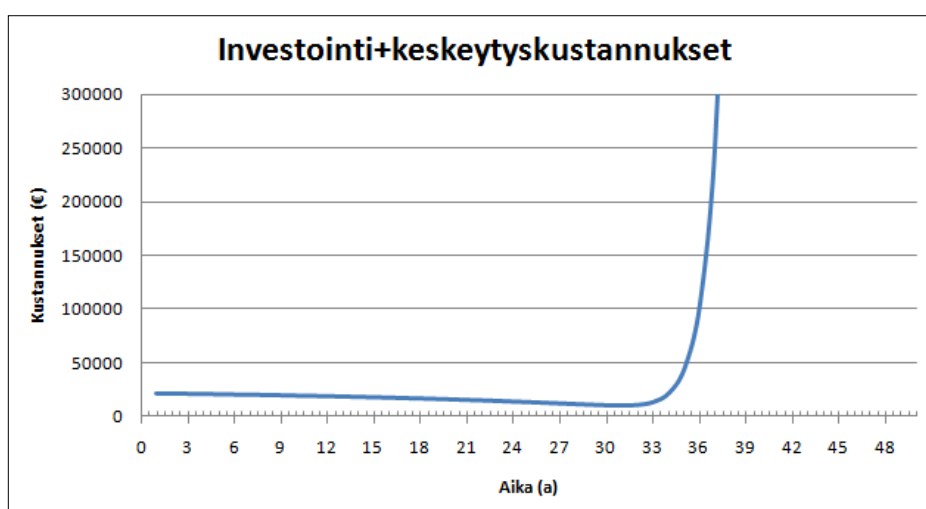
missä p on korkoprosentti ja t on tarkastelu aika.

$$\text{Diskonttaustekijä} = \frac{1}{(1 + \frac{p}{100})^t}, \quad (7.7)$$

missä p on korkoprosentti, t on vuosi tulevaisuudessa.



Kuva 7.12 Tarkastelujakson 40 vuotta keskeytys- ja investointikustannukset, kun investointi on tehty tarkastelujakson alussa.

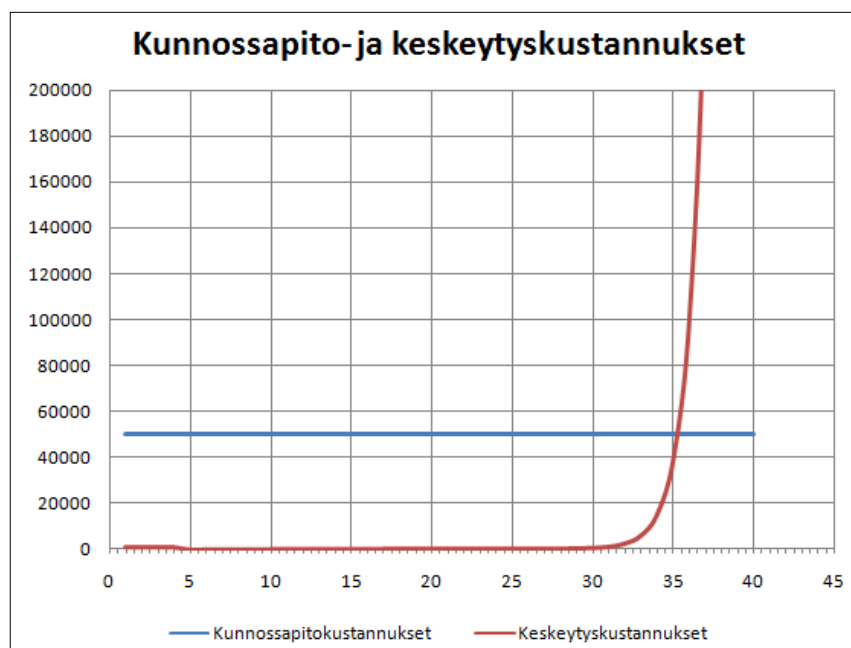


Kuva 7.13 Keskeytys- ja investointikustannuksista aiheutuvat kokonaiskustannukset 40 vuoden tarkasteluajanjaksolla, kun investointi on tehty tarkastelujakson alussa.

Yksittäisen komponentin optimaalinen kunnossapitoajankohta määritetään vastaavalla tavalla kunnossapito- ja keskeytyskustannuksia kuvaavien käyrien leikkauspisteen avulla. Kunnossapitokustannusten määrittämisessä ei ole huomioitu koron vaikutuksia, koska kunnossapidon kustannus ei ole kovin suuri. Kunnossapitokustannukset on määritetty kaavan 7.8 mukaisesti. [22]

$$K(t) = K_r(t) - K_r(a), a = (t - 5), a \geq 0, \quad (7.8)$$

missä $K(t)$ on keskeytyskustannus vuonna t ja $K_r(t)$ on rappeutumismallista saatu keskeytyskustannus vuonna t . Kuvan 7.14 mukaisesti optimaalinen kunnossapitoajankohta on vuonna 36.



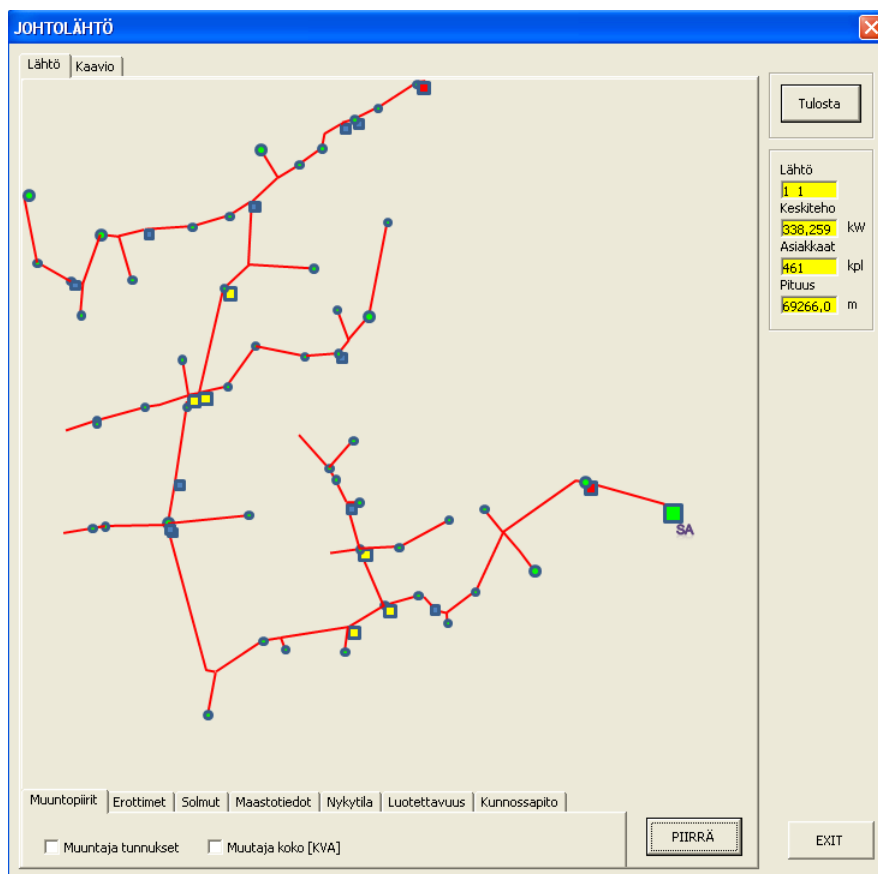
Kuva 7.14 Kunnossapitoajankohdan määrytyminen kunnossapito- ja keskeytyskustannusten leikkauspisteen avulla.

8 KUNNOSSAPITO-OHJELMAN SOVELTAMINEN ISSOY:N VERKKODATAAN

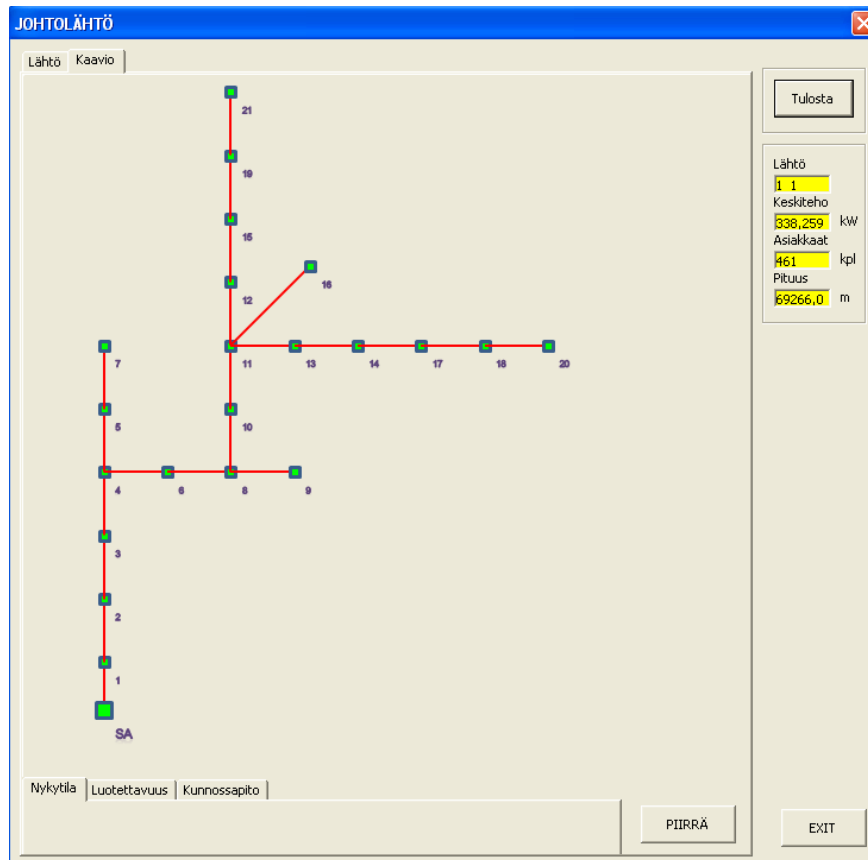
Ohjelman kehitystyön aikana ilmeni, että ohjelmaa joudutaan vielä kehittämään ennen kuin ohjelma toimii täysipainoisesti. Työn aikana kävi selväksi, että valmiina olleen ohjelmaversion sovellutus toiseen dataan ei toiminut kuten aikaisemmassa versiossa, jossa käytössä oli erilainen data. Datamuotojen erilaisuuden vuoksi ohjelman lopullinen toteutus jäi vielä puuttumaan ja tämän takia ohjelman kehitystä jatketaan toisella tavalla.

Ohjelman kehitystyössä ongelmaksi muodostui lähinnä se, että erottimien paikkatieto ei saatu mallinnettua riittävällä tarkkuudella. Seurauksena oli erottimien sijoittuminen väärin kohtiin johtolähtöä. Johtolähtö itsessään onnistuttiin mallintamaan oikein ja muuntopiirit sijoituivat oikeisiin solmupisteisiin. Erottimien kohdalla ongelma oli lähinnä se, että osa erottimista löytyi väärästä päästä johto-osaa. Lisäksi tietyt erottimet eivät löytyneet ollenkaan, vaan puuttuivat johtolähtöä kuvaavasta topologiakartasta. Näistä syistä johtuen myös vikaantuneiden komponenttien KAH-laskenta tulee olemaan virheellinen.

Kuvassa 8.1 on esitetty Äitsaaren johtolähtöä kuvaava topologia, jossa neliöt esittävät erottimia. Auki olevat kauko-ohjattavat erottimet on merkattu punaisilla neliöillä, kiinni olevat kauko-ohjattavat erottimet keltaisilla neliöillä ja kiinni olevat käsin ohjattavat erottimet sinisillä neliöillä. Muuntopiirit on merkattu ympyröillä, joissa ympyrän koko on verrannollinen muuntopiirin kokoon. Kuvan alareunassa olevat eri välilehdet on valmiiksi ohjelmoitu tulevaa käyttöä varten, vaikka tässä vaiheessa ne ovat tyhjiä. Muuntajia varten on oma välilehtensä, josta löytyy valinta muuntajatunnusten ja muuntajan koon piirtämistä varten. Erotin-välilehdeltä löytyy valinta erotinten ja erotinvyöhykkeiden piirtämistä varten. Solmut-välilehdeltä voidaan piirtää kaikki solmupisteet. Ohjelman ylä-laidassa voidaan valita piirretäänkö johtolähdöstä topologiakuva vai kaaviokuva. Kuvassa 8.2 on esitetty kaaviokuva Äitsaaren johtolähdön erotinvyöhykkeistä. Kuten johtolähtökuvassakin, myös kaaviokuvassa on eri välilehtiä eri toimintojen kuvaamista varten. Kuvassa esitetyt numerot tarkoittavat aina yhtä erotinvyöhykettä. Oikeassa reunassa olevat tiedot kertovat kunkin johtolähdön numeron, keskitehon, asiakkaiden määrän sekä johtolähdön pituuden.

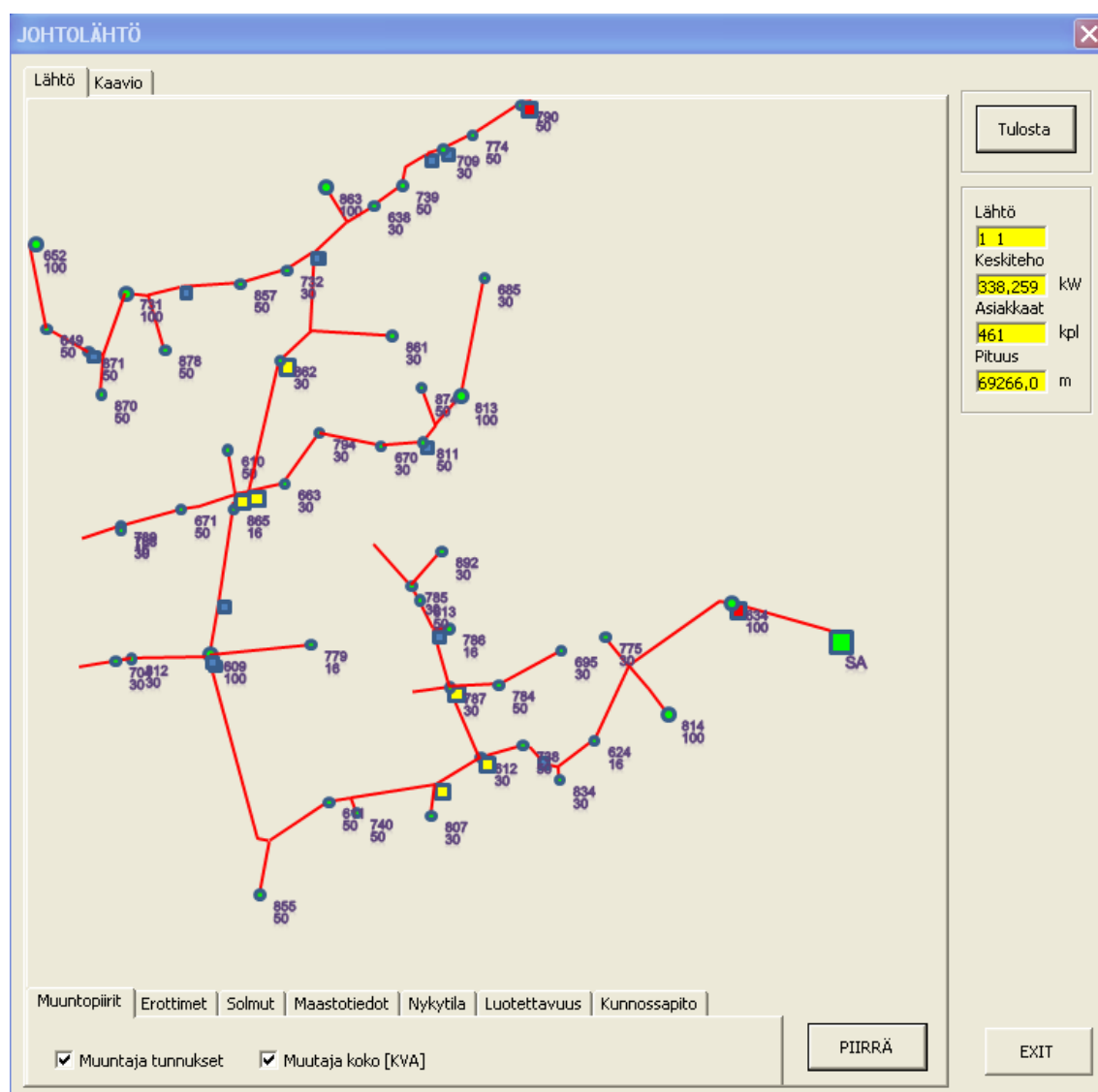


Kuva 8.1 Äitsaaren johtolähtö



Kuva 8.2 Kaaviokuva Äitsaaren johtolähdöstä

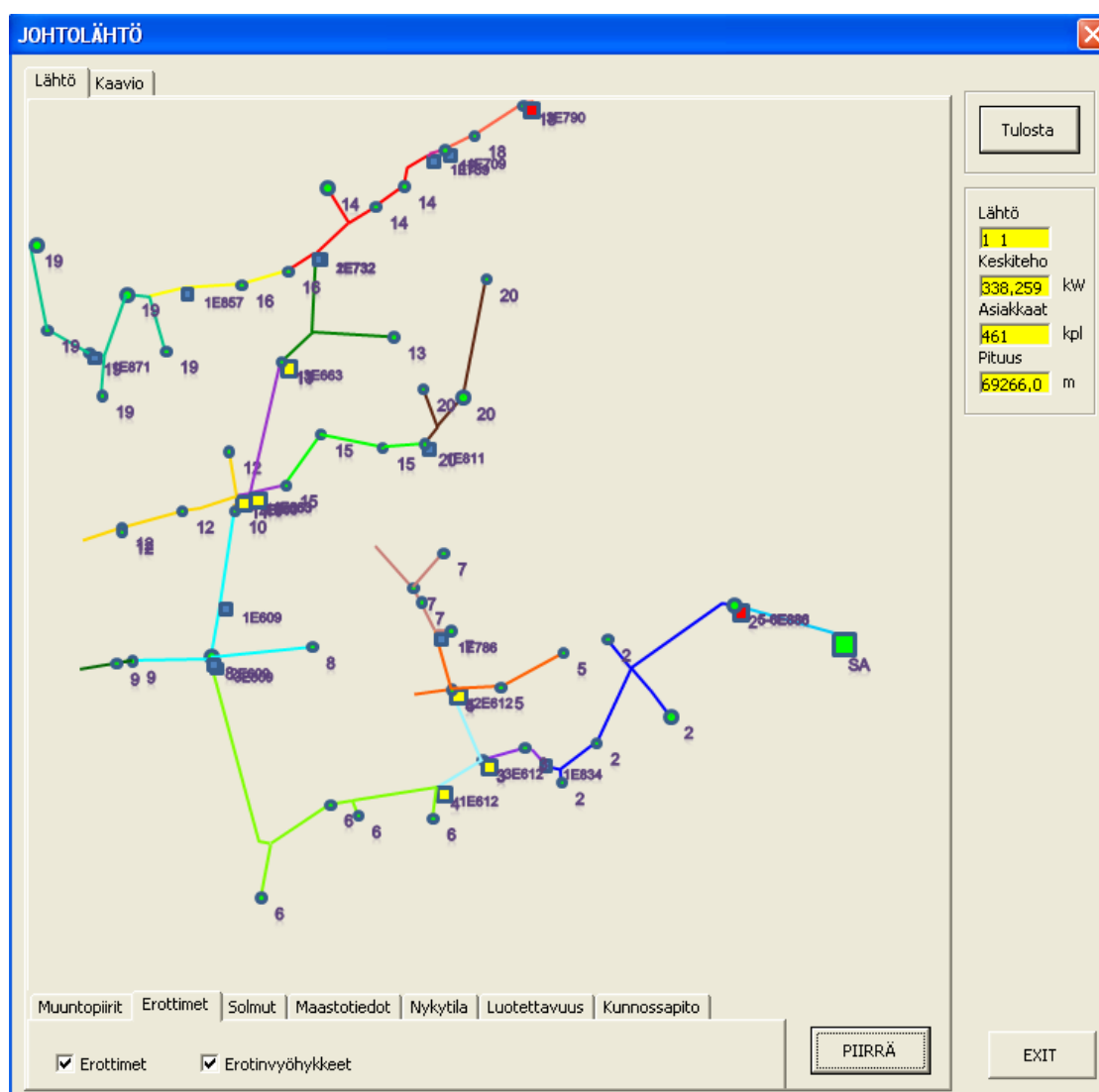
Kuvasta voidaan nähdä, että tietyt muuntopiirit ovat sijoittuneet erikoisiin paikkoihin, mikä aiheutuu laskennan virheellisyydestä. Lisäksi kuvasta voidaan nähdä, että ensimmäisessä isossa haarassa olevat erottimet ovat sijoittuneet haaroille eivätkä haarapisteesseen, kuten olisi luonnollista ja taloudellista. Muuntajatietojen kuvaamista varten ohjelmassa on oma toimintansa ja tämä voidaan toteuttaa valitsemalla muuntajatiedon välilehdellä olevat valintapainikkeet aktiivisiksi. Kuvassa 8.3 on esitetty muuntajat sekä muuntajan nimellistehot. Kuvasta voidaan nähdä, että kyseinen lähtö ei ole kovinkaan raskaasti kuormitettu, vaan kyseessä on enemmänkin lähtö, jolla on paljon kesämökkiasutusta tai pienasiakkaita.



Kuva 8.3 Muuntajat sekä muuntajien kokotiedot Äitsaaren johtolähdöllä

Seuraavassa vaiheessa ohjelman tulee muodostaa erotinvyöhykkeet, jotka näyttävät suoraan, mitkä verkon osat kuuluvat kullekin kahden erottimen rajaamalle alueelle. Tämä toiminto toimii suhteellisen hyvin vaikkakin virheitä syntyy siitä syystä, että ohjelma laskee erottimien paikat väärin. Muuten ohjelma muodostaa erotinvyöhykkeet oikein. Kuvassa 8.4 on esitetty erotinvyöhykkeiden jakautuminen Äitsaaren johtolähdöllä. Alla olevassa kuvassa numerot kuvaavat kutakin erotinvyöhykettä. Erotinvyöhykkeiden havainnollistamiseksi ohjelma piirtää kunkin erotinvyöhykkeen eri värillä. Kuten erottimet, myös erotinvyöhykkeet piirtyvät hieman väärin.

Normaalisti erotinvyöhykkeet piirtyisivät siten, että erottimet olisivat haarakohdissa ja erotinvyöhykkeet lähtisivät näistä. Varmuudella ei voida sanoa, miksi piirto tapahtuu kuvan esittämällä tavalla. Todennäköisin syy löytynee siitä, että Teklan järjestelmässä toiset solmuvälit voivat liittyä toisiinsa alkupisteidensä kautta. Tästä aiheutuen ohjelma näkee juuri nämä solmuvälit piirtovaiheessa toisin päin ja sijoittaa erottimet väärin kohtiin. Tästä aiheutuen myös erotinvyöhykkeet kuvautuvat väärin.



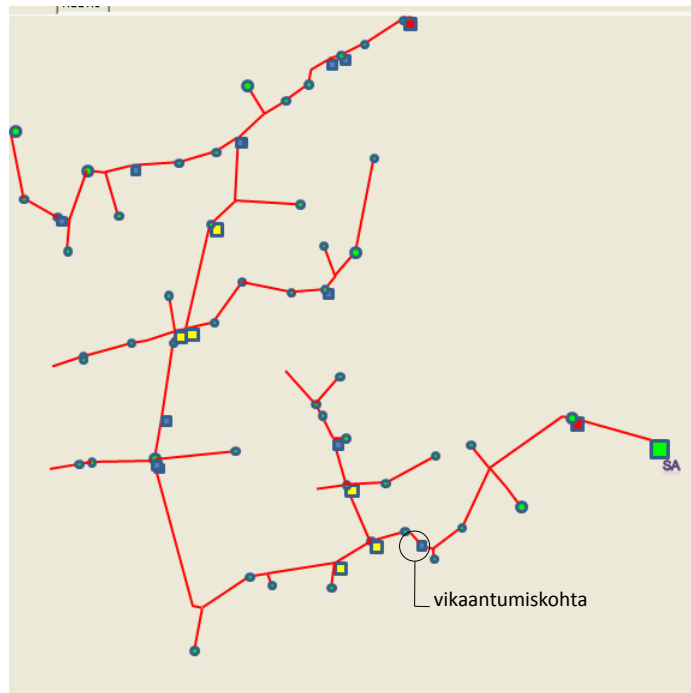
Kuva 8.4 Erottimet sekä erotinvyöhykkeet Äitsaaren johtolähdöllä

8.1 Esimerkki investointiajankohdan laskennasta

Keskeytyskustannusten määrittämisessä käytetään Äitsaaren johtolähdöllä olevaa komponenttia, joka on esitetty kuvassa 8.5. Keskeytyskustannukset voidaan laskea kaavan 8.1 avulla.

$$KAH = F(t) \cdot l \cdot t_F \cdot P_F \cdot p_i, \quad (8.1)$$

missä KAH on keskeytyksestä aiheutuva haitta (€/a), $F(t)$ on tarkasteltavan komponentin vikaajuus (kpl/km, a), t_F on vian korjausaika, P_F on vikaantuvan komponentin takana oleva teho, l on johdon pituus ja p_i on keskeytyksestä aiheutuvan haitan hinta. [14]



Kuva 8.5 Vikaantumiskohta Äitsaaren johtolähdöllä

Vikaantuva komponentti on nro. 25 -maakaapeli, jonka tiedot on esitetty taulukossa 8.1 ja taulukossa 8.2 on esitetty komponentin vikaantumisesta tehtävät toimenpiteet sekä vikaantumisesta aiheutuva toimittamatta jäänyt teho.

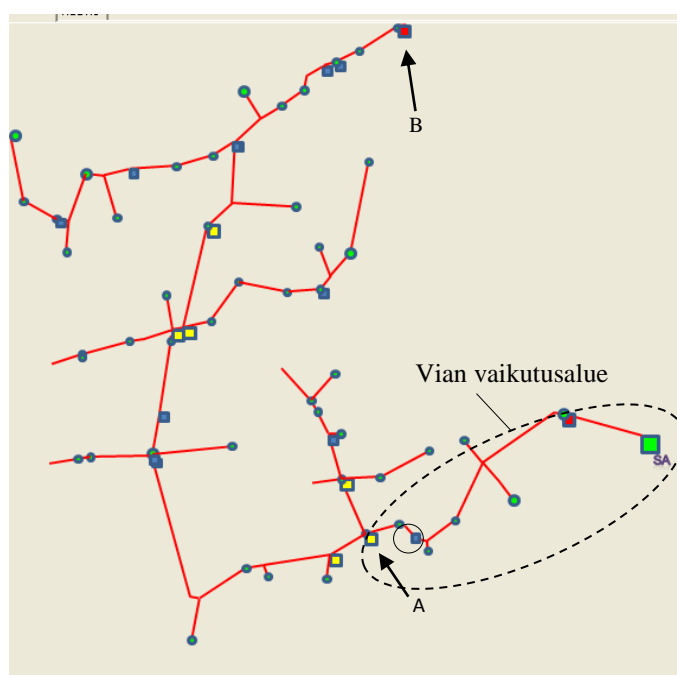
Taulukko 8.1. Komponentin 25 tiedot

Nimi	Tyyppi	Pituus [km]	Pysyvät viat [kpl/km, a]	KAH [€/kWh]
25	MA95XW	0,265	0,026	11

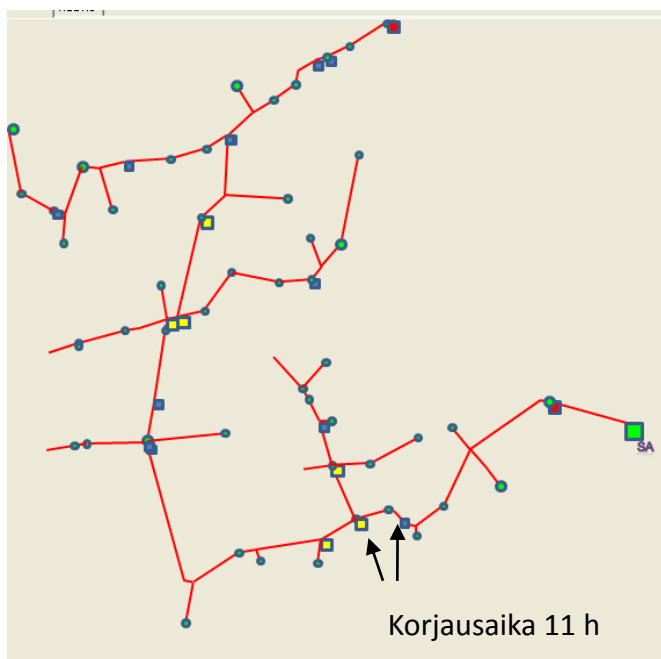
Taulukko 8.2. Komponentin 25 vikaantumisesta aiheutuvat toimenpiteet sekä keskeytyksestä aiheutuva toimittamatta jäänyt teho.

Toimenpide	Aika [h]	Teho [kW]
Kauko-ohjaus	0,1	338,3
Käsinohjaus	1	35,3
Korjaus	11	3,8

Kuvissa 8.6 ja 8.7 on esitetty vian vaikutusalueen rajaaminen kauko- ja käsinohjattavilla erottimilla. Kuvassa 9.6 vikapaikka on rajattu kauko-ohjattavien erottimien A ja B avulla ympyröidylle alueelle. Vikapaikan rajauksessa kauko-ohjattu erotin B suljetaan, jolloin tämä erotin mahdollistaa sähkön kytkemisen verkkoon varasyöttöyhteyden kautta. Samaan aikaan erotin A aukaistaan, jolloin vain verkon alkupää jää sähköttömäksi. Tässä tapauksessa katkoviivalla ympyröity verkkonosa kokee tunnin mittaisen keskeytyksen. Kuvassa 8.7 on esitetty vikapaikan lopullinen rajaaminen nuolien osoittamalle välille. Tämä verkonosa kokee korjausajan mittaisen keskeytyksen.



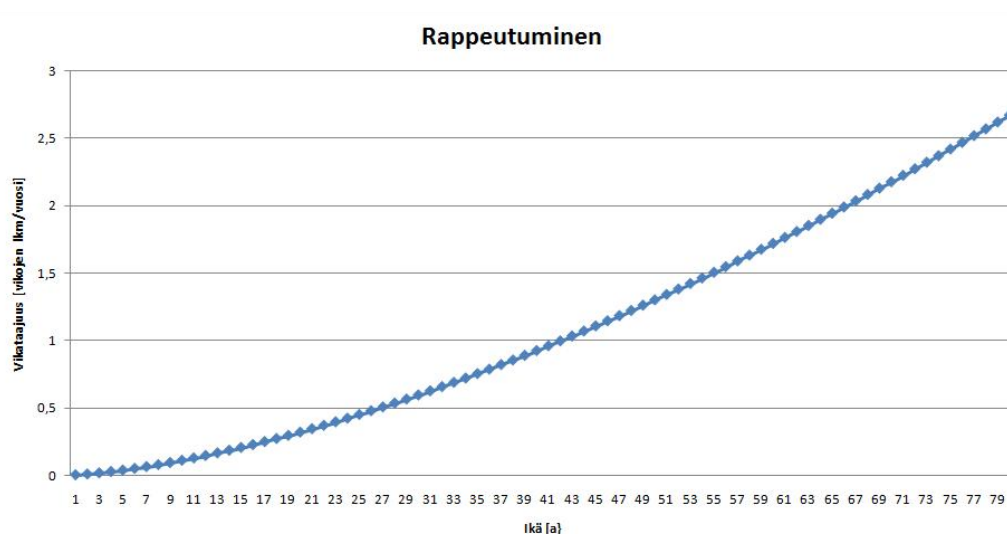
Kuva 8.6 Vian vaikutusalue rajattuna kaukokäytettävien erotinten A ja B avulla katkoviivalla ympyröidylle alueelle.



Kuva 8.7 Vian vaikutusalue komponentin korjausaikana rajoittuu kuvan nuolien rajoittamalle osalle.

Keskeytyskustannusten laskennassa huomioidaan komponentin ikääntymisestä aiheutuva rappeutuminen. Tällöin komponentin vikataajuus kasvaa komponentin ikääntyessä, joka on esitetty kuvassa 8.8. Esimerkilaskussa komponentin iäksi on annettu 27 vuotta, jolloin kuvasta 8.8 nähdään, että vikataajuus on noin 0,5 vikaa/km. Sijoittamalla vikataajuus sekä taulukon 8.1 tiedot kaavaan 8.1 saadaan komponentin 25 aiheuttama vuosittainen keskeytyskustannus koko johtolähdölle.

$$KAH_{25} = 0,265 \text{ km} \cdot 0,5 \text{ vikaa/km, a} \cdot 11 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot \left(\begin{array}{l} 0,1 \text{ h} \cdot 338,3 \text{ kW} + \\ 1 \text{ h} \cdot 35,3 \text{ kW} + \\ 11 \text{ h} \cdot 3,8 \text{ kW} \end{array} \right) \approx 161,68 \text{ €/a}$$



Kuva 8.8 Komponentin 25 vikataajuus ajan funktiona

Kuvassa 8.9 on esitetty Äitsaaren johtolähdön komponentin 25 aiheuttamat investointi- ja keskeytyskustannukset, kun investointi on tehty tarkastelujakson alussa. Komponentin 25 investoinnin suuruus on 8456,15 €. Kuvasta 8.9 voidaan nähdä optimaalinen ajankohta uudelleeninvestoinnille, joka on noin 46 vuotta. Pitkä käyttöikä aiheutuu maakaapelin alhaisesta rappeutumisnopeudesta. Kunnossapitotarkastelu ei ole mielekäästä maakaapeleille.



Kuva 8.9 Äitsaaren johtolähdön komponentin 25 keskeytys- ja korvaus investointikustannukset, kun investointi on tehty tarkastelujakson alussa.

8.2 Johtopäätökset ja kehitysehdotukset

Ohjelman kehitystyön jälkeen voidaan sanoa, että ohjelmatoteutus olisi hyvinkin onnistunut, jos eri verkkotietojärjestelmät käyttäisivät samanlaista datan esittämismuotoa. Tällöin tietojärjestelmäkohtainen räätälöinti ei olisi tarpeellista ja kustakin tietojärjestelmästä ulos saatava datamuoto kävisi suoraan ohjelman tietokannaksi. Tällöin ohjelmalle saataisiin huomattavasti nykyistä suurempi käyttäjämäärä, mikä omalta osaltaan auttaisi mahdollisten puutteiden korjaamisessa sekä jatkokehityksessä. Eri verkkotietojärjestelmien datamuodon yhtenäistäminen auttaisi ohjelmistojen kehityksessä, jolloin ylimääräinen muokkaus jäisi pois ja varsinaiselle ohjelmakehitykselle jäisi enemmän aikaa.

Toinen ongelma nykyisissä järjestelmissä liittyy kunnossapitodatan ulostuontiin sekä eri verkkoyhtiöiden tapaan kerätä tietoja järjestelmiinsä. Kunnossapitodatalle on yleensä jokin tietojärjestelmä, joka voi olla joko integroituna sovelluksena verkkotietojärjestelmissä tai omana kokonaisuutenaan. Integroiduista järjestelmistä kunnossapitodatan ulostuonti ohjelmakehityksen kannalta on helpompaa, sillä ulostuleva datamuoto käy yleensä suoraan ohjelmiin. Ohjelman kehitysvaiheessa tähän ongelma-kohtaan ei kuitenkaan vielä ehditty päästä, joten mahdollisista ongelmista kunnossapitodatan kohdalla ei voida pu-

hua. Kunnossapidon tietojärjestelmän sekä tiedon keräämisen tulee kuitenkin olla järkevästi toteutettu sekä riittävässä määrin kattava, jotta ohjelmakehityksen kannalta toteutus on mahdollista. Tässä kohtaa vastuu siirtyykin verkkoyhtiöille ja ennen kaikkea niille henkilöille, jotka vastaavat kunnossapitodatan keräämisestä maastossa.

Tässä vaiheessa ohjelmakehitystä verkkokomponenttien optimaalista uudelleeninvestointia sekä kunnossapidon ajoitusta ei voida vielä määrittää kaikille verkon komponenteille. Tässä työssä on esimerkin omaisesti esitetty optimointitarkastelun periaate yksittäiselle komponentille.

9 YHTEENVETO

Luotettavuuspohjaisen kunnossapito-ohjelman kehityksen tarkoituksena oli luoda ohjelma, joka automaattisesti hakee tiedot verkkotietojärjestelmästä, muodostaa verkkokuvan ja laskee sille erinäisiä luotettavuutta kuvaavia tunnuslukuja. Samalla tavoitteena oli se, että ohjelma pystyy määrittämään investointien vaikutuksia verkon luotettavuudelle sekä kunnossapidolle. Vaatimuksena ohjelman kehittämisessä oli se, että ohjelman tulee olla helppokäyttöinen ja verkkotopologian luonnin tulee olla automaattista.

Kunnossapito-ohjelman kehityksen pohjana oli luotettavuuspohjainen kunnossapitostrategia, jossa verkon kutakin komponenttia tarkastellaan sekä komponentin senhetkisen kunnan että sen tärkeyden kannalta koko johtolähdölle. Tällä periaatteella voidaan tehokkaasti tarkastella koko johtolähdön toiminnan luotettavuutta. Luotettavuuden mittaamiseksi erilaisten tunnuslukujen käytöllä voidaan arvioida kuinka sähkön toimitusvarmuus toteutuu. Toimitusvarmuuden ja erityisesti luotettavuuden kannalta ongelmallisten komponenttien kohdalla voidaan käyttää erilaisia parannuskeinoja, joilla luotettavuutta voidaan parantaa.

Luotettavuuspohjaisen kunnossapitostrategian käyttö edesauttaa verkkoyhtiöitä täyttämään Energiamarkkinaviraston asettamat säädökset valvotussa liiketoimintaympäristössä. Valvotussa toiminnassa käytettävä nykyinen valvontamalli huomioi erityisesti sähkön luotettavuusnäkökohdan sekä toiminnan tehostamisen. Luotettavuuspohjaisen kunnossapidon soveltaminen verkon tärkeisiin komponentteihin auttaa verkkoyhtiöitä parantamaan omaa tulostaan samaan aikaan, kun käyttövarmuus paranee ja kunnossapidon resurssit vapautuvat muuhun käyttöön. Resurssien vapautumisen myötä valvontamallissa olevat vaatimukset tehokkuusmittauksen toteutumiseksi tulevat näin huomioitua.

Luotettavuuspohjaisen kunnossapitostrategian käytön edellytyksenä onkin juuri oikeiden komponenttien löytäminen kultakin johtolähdöltä sekä näiden komponenttien oikean kunnossapitoajankohdan määrittäminen. Tätä ongelmaa varten tässä työssä kehitetty ohjelma on suunniteltu.

Diplomityön tarkoituksena oli kehittää laskentamalli, jolla voidaan selvittää verkkoon tehtävät kunnossapitotoimenpiteet sekä niiden ajankohdat. Tässä kunnossapitomallissa tulee olla sopiva komponenttien luotettavuutta kuvaava laskenta-algoritmi. Ohjelman kehitystyö jäi diplomityön aikana siihen vaiheeseen, että ohjelma muodosti tarkasteltavasta johtolähdöstä lähes yhtenäisen verkkokuvan. Tämän jälkeen ohjelmaan voidaan liittää erilaisia toimintoja. Näitä toimintoja ovat erilaisten luotettavuutta kuvaavien teemakarttojen integrointi verkkokuvaan sekä kunnossapidon vaikutukset eri johtoväleihin. Suunnittelun alkuvaiheessa ohjelman toimintaa testattiin ja kehitettiin niin, että verkon automaattinen luonti oli mahdollista. Ongelmana ohjelman luontivaiheessa olivat vaikeudet löytää sopivat algoritmit, jotka pystyivät muodostamaan oikeanlaisen verkkokuvan. Ohjelman toteuttamiseen käytettiin Microsoft Exceliä sekä VBA-ohjelmointikieltä, jolla ohjelman lopullinen toteutus suoritettiin.

Ohjelman kehityksen aikana selvisi, että ohjelma vaatii vielä jatkokehitystä ennen kuin ohjelmaa voidaan käyttää lopullisessa muodossaan. Nykyisessä versiossa tiedon automaattinen keruu voidaan suorittaa ainakin Teklan toimittamissa järjestelmissä. Tämän edellytyksenä on kuitenkin verkkotietojärjestelmästä ulos tulevan tiedon muokkaus sopivaan muotoon. Muokkauksen jälkeen itse verkon laskenta voidaan suorittaa.

Verkkokuvan tulostuksessa ongelmaksi tulivat sekä erottimien että erotinvyöhykkeiden tulostuminen väärin kohtiin. Tämän seurauksena ohjelmasta ei sellaisenaan saada tässä vaiheessa käyttökelpoista hyötyä vaan ohjelmaa tulee kehittää edelleen. Työn pohjalta voidaan kuitenkin alustavasti arvioida, mihin kohtiin verkkoa tulee kiinnittää huomiota suunniteltaessa kunnossapidon toimenpiteitä. Verkkokuvasta saadaan nykyiselläänkin tietoa erottimien sijainnista ja edelleen erotinvyöhykkeistä. Näiden tietojen pohjalta ohjelman kehitystä tullaan jatkamaan edelleen. Näistä puutteista aiheutuen koko verkon komponenttien uusinvestointien ja kunnossapitotoimenpiteiden ajankohtia ei voida optimoida mutta yksittäisten komponenttien tarkastelua voidaan mallintaa rajoitetusti.

Laskenta ei tällä hetkellä kykene vielä muodostamaan yhtenäistä verkkokuvaa tarkasteltavalle johtolähdölle, mutta tämä tullaan korjaamaan myöhemmässä vaiheessa. Tällöin laskennan lopputuloksena saatava tieto auttaa verkkoyhtiöitä kohdistamaan omaa kunnossapitoaan niille johtolähtöjen osille, jotka vaativat toimenpiteitä. Päätettäessä tietylle verkonosalle tehtävästä kunnossapitotoimenpiteestä vaaditaan yleensä kustannuslaskentaa sekä kunnossapidosta aiheutuvien säästöjen/kustannusten arviointia. Juuri tähän ongelma-kohtaan tässä työssä kehitetty ohjelma pyrkii antamaan vastauksen. Kehitettyyn ohjelmaan tulee vielä lisätä mahdollisuus lukea tietoa kaikenlaisista tietojärjestelmistä, sillä muuten ohjelmaa voidaan hyödyntää ainoastaan Teklan verkkotietojärjestelmää käyttävissä verkkoyhtiöissä.

Tällä hetkellä ongelmana on erilaisten verkkotietojärjestelmien yhteensopimattomuus, mikä edellyttäisi kunnossapito-ohjelmien räätälöintiä kunkin tietojärjestelmän kohdalla. Työssä kehitetyn ohjelman tarkoituksena on ollut saada huomattavia säästöjä etenkin niiden verkkoyhtiöiden kohdalla, jotka eivät halua sitoutua valmiisiin ratkaisuihin, joita tietojärjestelmiä toimittavat yhtiöt tarjoavat.

LÄHTEET

- [1] Brown, R. E.. Electric Power Distribution Reliability. Second Edition. Boca Raton 2008, CRC Press. 504 p.
- [2] Partanen, J., Lassila, J., etc. Sähkönjakeluverkkoon soveltuvat toimitusvarmuus kriteerit ja niiden raja-arvot sekä sähkönjakelun toimitusvarmuudelle asetettavien toiminnallisten tavoitteiden kustannusvaikutukset. Tampere ja Lappeenranta 2006, Kauppa & teollisuusministeriön julkaisuja, Tilaustutkimusraportti. 146 s. +liitt. 10 s.
- [3] Lassila, J., Kaipia, T., Partanen, J., Järventausta, P., Verho, P., Mäkinen, A., Kivikko, K. & Lohjala, J. A comparison of the electricity distribution investment strategies. CIRED, 19th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Vienna, Austria, 21-24 May, 2007, 4 p..
- [4] Lakervi, E. & Partanen, J. Sähkönjakelutekniikka. 2 painos. Helsinki 2008, Hakkapaino. 285 s.
- [5] Partanen, J., Honkapuro, S., Lassila, J., Kaipia, T., Verho, P., Järventausta, P., Stranden, J. & Mäkinen, A. Sähkönjakelun toimitusvarmuuden kriteeristö ja tavoitetasot. Lappeenranta ja Tampere 2010, Energiateollisuuden julkaisuja Tutkimusraportti 67 s.
- [6] Kivikko, K. Assessment of Electricity Distribution Reliability-Interruption Statistics, Reliability Worth, and Applications in Network Planning and Distribution Business Regulation. Dissertation, Tampere 2010. Tampereen teknillinen yliopisto. Julkaisu – Tampere University of Technology. Publication 930. 50 p.
- [7] Energiateollisuus keskeytystilasto 2010 viittattu 7.2.2012. Saatavilla http://www.energia.fi/sites/default/files/keskeytystilasto_2010_0.pdf
- [8] Brown, R. E. Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data. IEEE Transactions on Power Systems 19(2004)2, pp. 782-787.
- [9] Abiri-Jahromi, A., Fotuhi-Firuzabad, M., Parvania, M. & Mosleh, M.. Optimized Sectionalizing Switch Placement Strategy in Distribution Systems. IEEE Transactions on Power Delivery 27(2012)1, pp. 362-370.

- [10] Verho, P., Stranden, J., Nurmi, V.-P., Mäkinen, A., Järventausta, P., Hagqvist, O., Partanen, J., Lassila, J., Kaipia, T. & Honkapuro, S. Nykyisen valvon tamallin arviointi - suurhäiriöriski. Tampere 2010, Energiamarkkinaviraston julkaisuja. Raportti 50 s.
- [11] Sähkön jakeluverkkotoiminnan ja suurjännitteisen jakeluverkkotoiminnan hin noittelun kohtuullisuuden valvontamenetelmien suuntaviivat vuosille 2012-2015. 2011, Energiamarkkinaviraston julkaisuja, 945/430/2010. 74 s. +liitt. 11 s.
- [12] Bertling, L., Eriksson, R. & Allan, R. N. Relation between preventive mainte- nance and reliability for cost-effective distribution system. In: Saraiva, J.T: & Matos, M.A. (eds.), 2001 IEEE Porto Power Tech Proceedings September 10th - 13th Porto Portugal. Vol 4. Piscataway, NJ 2001, IEEE. 6 p.
- [13] Birkner, P. Field Experience With a Condition-Based Maintenance Program of 20-kV XLPE Distribution System Using IRC-Analysis. IEEE Transactions On Power Delivery,19(2004)1. pp. 3-8.
- [14] Korpijärvi, J. & Kortelainen, J. A Dynamic Programming Model for Maintenance of Electric Distribution System. Proceedings of world academy of science, engi- neering and technology 41(2009), pp.636-639.
- [15] Handschin, E., Jurgens, I., Weller, J. & Zdrallek, M. Novel Methods for the Condition Based Maintenance of Distribution Networks. IEEE Power Tech Lau sanne, Switzerland, 1-5 July, 2007. pp. 6-11.
- [16] Bertling, L., Eriksson, R. & Allan, R. N. Impact of maintenance strategy on cost and reliability of distribution systems. CIRED 17th international conference on electricity distribution, Barcelona, Spain, 12-15 May, 2003. 6 p.
- [17] Zhang, X. & Gockenbach, E. Component Reliability Modeling of Distribution Systems Based on the Evaluation of Failure Statistics. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation 14(2007)5, pp.1183-1191.
- [18] Verho, P. SVT-3340 Sähköverkko-omaisuuden hallinta –kurssi 2007 Tampe reen teknillinen yliopisto
- [19] Heikkilä, P. Sähköverkon kunnossapitojärjestelmän kehitys. Diplomityö. Tam- pere 2010. Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkötökniiikan koulutusohjelma. 61 s.

- [20] Takala, T. Sähköverkkoyhtiön sähköasemien kunnossapitoprosessin kehittäminen tietojärjestelmä uudistuksella. Diplomityö. Tampere 2010. Tampereen teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan koulutusohjelma. 96 s.
- [21] Pelegrini, M. A., Kagan, N., Henriques, H.O., Vaz, M.R., Araújo, A.C.M., Moreira, A.C.C. & Ferreira, A.F. Optimization of maintenance actions in distribution networks. CIRED18th International Conference on Electricity Distribution, Turin, 6-9 June 2005. 4 p.
- [22] Kivinen, J. Sähkönsiirtoyritysten kunnossapidon taloudellinen malli. Diplomityö. Lappeenranta 2009. Lappeenrannan teknillinen yliopisto, Sähkötekniikan koulutusohjelma. 87 s.
- [23] SFS-EN 50160. Yleisestä jakeluverkosta syötetyn sähkön jänniteominaisuudet. Helsinki 2010, Suomen standardisoimisliitto. 63 s.
- [24] IEEE 1366-2001. IEEE Guide for Electrical Power Distribution Reliability Indices. New York 2001, Institute of Electrical and Electronics Engineers. 16 p.
- [25] SFS-EN 13306. Kunnossapito. Kunnossapidon terminologia. Helsinki 2010, Suomen standardisoimisliitto. 54 s.
- [26] Lapin, L. Modern Engineering Statistics. Belmont (Calif.), Duxbury Press, 1997. 560 p.
- [27] Bucci R., Rebbapragada R., McElroy A., Chebil E., Driller S. Failure prediction of underground distribution feeder cables. IEEE Transactions on Power Delivery 9(1994)4, pp. 1943 - 1949
- [28] Skutma kunnossapito-ohjelma (v.1.0)-ohjekirja 29.06.2010
- [29] Korpijärvi, J. Aging Based Maintenance and Reinvestment Scheduling of Electric Distribution Network. Dissertation, Lappeenranta 2012. Lappeenrannan teknillinen yliopisto. Julkaisu – Lappeenranta University of Technology. 127 p. Luettu: 20.12.2012

LIITE1

Kolmannen valvontajakson (2012 – 2015) valvontamenetelmät sekä keskeisimmät toiminnot.

